

Coletânea dos pareceres
do Conselho Tarifário
Setor de eletricidade



FICHA TÉCNICA

Título:

Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário – setor de eletricidade

Edição:

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Publicação:

12 de setembro de 2023

ISBN

978-989-53010-2-7

**ÍNDICE GERAL**

| | |
|--|-----|
| A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO | 1 |
| ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR | 1 |
| O CONSELHO TARIFÁRIO | 2 |
| SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS | 3 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025..... | 4 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 5 |
| II. PARECERES..... | 8 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 9 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional ♦ | 10 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 52 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023 [e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica] ♦ | 62 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 73 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional ♦ | 92 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 117 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025 [e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica] ♦ | 125 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 200 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS..... | 229 |
| ♦ Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado ♦ [Consulta Pública n.º 113] | 230 |
| ♦ Revisão do Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) [Consulta Pública n.º 112]..... | 274 |
| ♦ Incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO ₂ na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira ♦ | 278 |
| ♦ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2021 ♦ | 281 |
| ♦ Estudo da ERSE ♦ | 290 |
| 3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO..... | 291 |
| ♦ Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – atualização 2022 ♦ [Consulta Pública n.º 111]..... | 292 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2018-2021..... | 305 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 306 |
| II. PARECERES..... | 309 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 310 |
| ♦ Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021 ♦ | 311 |



| | |
|--|------------|
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 327 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021 ◆ | 333 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 384 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020 ◆ | 406 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 442 |
| ◆ Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019 do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais ◆ | 459 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 463 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019 ◆ | 465 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 498 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 517 |
| ◆ Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 101] | 518 |
| ◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2020 ◆ | 554 |
| ◆ Estudo da ERSE ◆ | 562 |
| ◆ Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG ◆ [Consulta Pública n.º 95] | 563 |
| ◆ Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ [Consulta Pública n.º 94] | 571 |
| ◆ Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 93] | 586 |
| ◆ Revisão dos incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados ◆ | 610 |
| ◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2019 ◆ | 618 |
| ◆ Estudo da ERSE ◆ | 624 |
| ◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 88] | 625 |
| ◆ Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública n.º 86] | 627 |
| ◆ Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural ◆ [Consulta Pública n.º 81] | 639 |
| ◆ Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 82] | 651 |
| ◆ Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN) ◆ [Consulta Pública n.º 80] | 669 |
| ◆ Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 78] | 682 |
| ◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ [Consulta Pública Prévia n.º 77] | 690 |
| ◆ Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR ◆ [Consulta Pública n.º 73] | 699 |
| ◆ Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA ◆ [Consulta Pública n.º 72] | 706 |
| ◆ Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade ◆ [Consulta Pública n.º 70] | 711 |
| ◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 68] | 729 |



| | |
|---|------------|
| ◆ Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação ◆ [Consulta Pública n.º 67] | 732 |
| ◆ Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão ◆ [Consulta Pública n.º 65] | 738 |
| ◆ Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica ◆ | 767 |
| 3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO | 770 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD-RAM 2021) e Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD-RAA 2021) ◆ [Consulta Pública n.º 102] e [Consulta Pública n.º 103] | 771 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021) ◆ [Consulta Pública n.º 100] | 787 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020) ◆ [Consulta Pública n.º 91] | 808 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019) ◆ [Consulta Pública n.º 83] | 819 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 (PDIRD-E2018) ◆ [Consulta pública n.º 74] | 835 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017) ◆ [Consulta pública n.º 64] | 845 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017 | 865 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 866 |
| II. PARECERES | 869 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS | 870 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020 ◆ | 871 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 897 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017 ◆ | 911 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 925 |
| ◆ Tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016 ◆ | 934 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016 ◆ | 936 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 946 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 951 |
| ◆ Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho ◆ | 952 |
| ◆ Portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas ◆ | 955 |
| ◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 61] | 959 |
| ◆ Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço ◆ [Consulta Pública n.º 61] | 973 |
| ◆ Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas ◆ [Consulta Pública n.º 59] | 987 |
| ◆ Alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro ◆ [Consulta Pública n.º 57] | 995 |



| | |
|--|-------------|
| ◆ Alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico ◆ [Consulta Pública n.º 57] | 999 |
| ◆ Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 51] | 1001 |
| ◆ Medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira ◆ | 1007 |
| 3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO | 1009 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDIRD-E2016) ◆ [Consulta Pública n.º 56] | 1010 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 ◆ [Consulta Pública n.º 53] | 1022 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2012-2014 | 1035 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1036 |
| II. PARECERES | 1039 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS | 1040 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017 ◆ | 1041 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1063 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014 ◆ | 1077 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1091 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 ◆ | 1097 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1111 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 1117 |
| ◆ Revisão do Regulamento Tarifário: tarifa social ◆ | 1118 |
| ◆ Revisão regulamentar do setor elétrico decorrente da alteração do regime legal da pequena produção e do autoconsumo ◆ [Consulta Pública n.º 48] | 1120 |
| ◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ | 1122 |
| ◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ | 1128 |
| ◆ Análise técnica das conclusões da auditoria aos contadores da EDP Distribuição e proposta de diretiva ◆ | 1130 |
| ◆ Alteração às regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica – PPEC ◆ | 1140 |
| ◆ Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária - bases do caderno de encargos ◆ | 1146 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1147 |
| ◆ Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem | 1149 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1154 |
| 3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO | 1155 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014) ◆ [Consulta Pública n.º 49] | 1156 |
| ◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 ◆ [Consulta Pública n.º 46] | 1161 |



| | |
|---|-------------|
| ♦ Parecer da ERSE ao PDIRD 2012-2016 ♦ | 1169 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2009-2011..... | 1171 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1172 |
| II. PARECERES..... | 1174 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 1175 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014 ♦ | 1176 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1190 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011 ♦ | 1197 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1208 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010 ♦ | 1212 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1224 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS..... | 1233 |
| ♦ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ♦ [Consulta Pública n.º 36]..... | 1234 |
| ♦ Alteração à regulamentação do setor elétrico (Regulamento Tarifário) ♦ | 1236 |
| ♦ Alteração das regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Setor Elétrico ♦ | 1240 |
| ♦ Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ♦ | 1242 |
| ♦ Faturação de energia reativa - Proposta de fatores multiplicativos do preço de referência de energia reativa indutiva ♦ | 1244 |
| ♦ Subregulamentação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência ♦ | 1246 |
| ♦ Alteração das regras de faturação de energia reativa ♦ [Consulta Pública n.º 31] | 1250 |
| ♦ Revisão do Regulamento Tarifário ♦ | 1253 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1255 |
| ♦ Alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico sobre regras de faturação transitórias ♦ | 1256 |
| ♦ Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT ♦ | 1260 |
| ♦ Metodologia de cálculo do valor da caução ♦ | 1263 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1265 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2006-2008..... | 1266 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1267 |
| II. PARECERES..... | 1269 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 1270 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011 ♦ | 1271 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1284 |
| ♦ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008 ♦ | 1307 |
| ♦ Resposta da ERSE ♦ | 1320 |



| | |
|--|-------------|
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007 ◆ | 1326 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1330 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆ | 1333 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆ | 1335 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1345 |
| ◆ Alteração do Regulamento Tarifário e alteração das tarifas de energia elétrica para 2006, por aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 maio ◆ | 1351 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1354 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 1355 |
| ◆ Alterações ao Regulamento Tarifário ◆ | 1356 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1357 |
| ◆ Alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão ◆ | 1364 |
| ◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 25] | 1368 |
| ◆ Regras para os Planos do Desempenho Ambiental – PPDA ◆ [Consulta Pública n.º 22] | 1379 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1382 |
| ◆ Alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo aprovadas no âmbito do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 20] | 1383 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1392 |
| ◆ Mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO ₂ ◆ | 1399 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1403 |
| ◆ Regulamento Tarifário – junho 2007 ◆ | 1406 |
| ◆ Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC ◆ | 1409 |
| ◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 15] | 1412 |
| ◆ Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo da Energia Elétrica ◆ [Consulta Pública n.º 10] | 1417 |
| ◆ Cálculo do valor da caução ◆ | 1429 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2003-2005 | 1430 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1431 |
| II. PARECERES | 1433 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS | 1434 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008 ◆ | 1435 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1444 |
| ◆ Parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005 ◆ | 1449 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1456 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004 ◆ | 1460 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1468 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 1473 |



| | |
|--|-------------|
| ◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 9]..... | 1474 |
| ◆ Guia de telecontagem do continente – regulamentação dos pontos 6.2.3, 7 e 12.3 ◆ | 1480 |
| ◆ Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal ◆ [Consulta Pública n.º 8] | 1481 |
| ◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário ◆ | 1482 |
| ◆ Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão especial ◆ [Consulta Pública n.º 7]..... | 1483 |
| ◆ Cálculo do valor da caução - Artigo 2.º do Decreto Lei n.º 195/99 e do RRC ◆ | 1484 |
| ◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 5]..... | 1485 |
| ◆ Condições gerais e de detalhe a integrar nos contratos de interruptibilidade e dos critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos ◆ | 1488 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 2000-2002..... | 1490 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1491 |
| II. PARECERES..... | 1493 |
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 1494 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003 ◆ | 1495 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1500 |
| ◆ Alteração das tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE e em MAT e AT ◆ | 1506 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental ◆ ... | 1508 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1514 |
| ◆ Tarifas de 2001 em Euro ◆ | 1519 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001 - Portugal continental ◆ ... | 1520 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1525 |
| ◆ Revisão excecional da tarifa de energia e potência, para vigorar em dezembro de 2000 ◆ | 1532 |
| ◆ 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária ◆ | 1533 |
| ◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆ | 1537 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS..... | 1538 |
| ◆ Regulamento do acesso às redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ◆ [Consulta Pública n.º 4]..... | 1539 |
| ◆ Subregulamentação das ligações às redes do SEP ◆ | 1543 |
| ◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [Consulta Pública n.º 2] | 1546 |
| ◆ Alteração do regime de interruptibilidade ◆ | 1552 |
| ◆ Cálculo do valor da caução ◆ | 1553 |
| ◆ Alteração do Regulamento Tarifário ◆ | 1555 |
| PERÍODO REGULATÓRIO 1998-1999..... | 1557 |
| I. COMPOSIÇÃO DO CONSELHO | 1558 |
| II. PARECERES..... | 1560 |



| | |
|--|-------------|
| 1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS..... | 1561 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000 ◆ | 1562 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1565 |
| ◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆ | 1570 |
| ◆ Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais ◆ | 1572 |
| ◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços 1999 e 1999-2001 ◆ | 1574 |
| ◆ Resposta da ERSE ◆ | 1578 |
| 2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS | 1582 |
| ◆ Cálculo do valor da caução ◆ | 1583 |
| ◆ Encargos com os estudos de elaboração de orçamentos — Art.º 24.º do RRC ◆ | 1584 |
| ◆ Comparticipação nos custos de reforço da rede - Art.º 26 do RRC ◆ | 1585 |
| ◆ Regulamento Tarifário ◆ | 1586 |
| ◆ Regulamento Tarifário ◆ | 1590 |
| ◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – documento da ERSE ◆ | 1594 |
| ◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – comentários de associações industriais ◆ | 1596 |
| ÍNDICE POR MATÉRIAS | 1598 |



A REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro, e a Diretiva 98/30/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho, que estabeleceram, respetivamente, as regras comuns relativas aos mercados internos da eletricidade e do gás natural - baseados na abertura progressiva à concorrência, sem prejuízo das obrigações de serviço público e no direito de acesso de produtores e de consumidores as redes de transporte e distribuição -, conferiram às autoridades reguladoras um papel de crucial importância na garantia das obrigações de serviço público e na implementação dos mecanismos tendentes a assegurar a igualdade de tratamento, a transparência e a não discriminação no acesso às redes e no relacionamento entre os diversos operadores, no respeito pelas regras da concorrência consagradas no Tratado da União Europeia.

Na maior parte dos países, esses objetivos foram prosseguidos através da criação de entidades reguladoras setoriais, destacadas da administração direta do Estado e dotadas de maior ou menor independência, tanto orgânica como funcional.

A solução das «entidades reguladoras independentes» foi ditada pela preocupação de separar os papéis do «Estado regulador» e do «Estado operador» (dada a permanência de uma forte posição do Estado nos setores em vias de liberalização), com o objetivo de tornar a regulação independente dos ciclos e conjunturas político-eleitorais, assim reforçando a confiança dos operadores e consumidores.

Ao abrigo dessa filosofia e no que respeita ao setor elétrico, o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, que estabeleceu as disposições aplicáveis à organização do Sistema Elétrico Nacional e ao exercício das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, determinou que a regulação do Sistema Elétrico Público (SEP) e das suas relações com o Sistema Elétrico não Vinculado (SENV) incumbiria a uma entidade reguladora independente. Na concretização deste preceito, o Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, criou a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), com a natureza de pessoa coletiva de direito público dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio e com vincadas características de independência, integrando-a no conceito das «entidades administrativas independentes» que viria a ser constitucionalizado na revisão constitucional de 1997.

Anos mais tarde, ao alargar as suas competências regulatórias ao setor do gás natural, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) passou a denominar-se Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, conservando a sigla ERSE.

ÓRGÃOS CONSULTIVOS DO REGULADOR

Desde o momento da sua criação como entidade reguladora independente, a ERSE integrou como órgãos, para além do Conselho de Administração e do Fiscal Único, dois outros Conselhos, de natureza consultiva, que reuniam uma ampla representatividade das atividades reguladas e demais interessados, em particular os representantes de consumidores que, nos termos da lei, possuem paridade numérica no global de representações. Por um lado, o Conselho Consultivo, com características mais generalistas, é um órgão que se pronuncia sobre o Orçamento, o Relatório e Contas e outras matérias que lhe são remetidas. Por outro, o Conselho Tarifário, que surge como um conselho especializado para as funções da ERSE em matéria de tarifas e preços, matéria esta que tem grande centralidade num regulador económico com as características da Entidade.

É de assinalar o enorme contributo que, ao longo dos anos, os Conselhos da ERSE têm tido para o desempenho do regulador e para um maior e mais aprofundado conhecimento dos setores por parte das entidades que neles têm assento.



O CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho Tarifário é o órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços. Compete-lhe, através das suas duas secções (eletricidade e gás natural), emitir pareceres sobre as propostas de revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre as de fixação de tarifas e preços.

Os pareceres do Conselho Tarifário não são vinculativos e são disponibilizados pela ERSE no seu [site](#) ou por outros meios considerados adequados.

Cada secção do Conselho Tarifário reúne ordinariamente uma vez por ano, por convocação do seu presidente, aquando da apresentação da proposta de tarifas e preços. Extraordinariamente, o Conselho Tarifário reúne por convocação do presidente, a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE ou de, pelo menos, um terço dos seus membros. A discussão de assuntos comuns aos dois setores regulados é feita em plenário do Conselho Tarifário.

A composição do Conselho Tarifário sofreu diversas alterações ao longo do tempo.

No início integraram o Conselho um representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), dois representantes das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT), dois representantes das associações de defesa do consumidor e um representante do Instituto do Consumidor, que presidia (artigo 28.º do [Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho](#) e [Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro](#), que aprovou os Estatutos da Entidade Reguladora).

Com a regulação do setor do gás natural e a transformação da ERSE em Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e, ainda, com o alargamento das competências da ERSE em matéria de eletricidade às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Conselho passou a ter duas secções, uma para cada setor regulado, e um plenário. A composição do Conselho viu-se então ampliada. A entidade concessionária da RNT e o Instituto do Consumidor mantiveram o seu representante, os representantes das associações de defesa do consumidor (agora, com representatividade genérica) passaram a ser três, enquanto a entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em MT e AT passou a ter apenas uma representação. Em contrapartida, nos termos do artigo 46.º do [Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril](#), o Conselho passou a ter os seguintes representantes:

Um representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão;

Um representante dos clientes não vinculados de eletricidade;

Um representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores;

Um representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira;

Um representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores;

Um representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira.

Ainda em 2002, considerando que os municípios detêm o direito originário da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, sendo parceiros indispensáveis na discussão e análise de toda esta problemática, passou a ter assento no Conselho Tarifário um representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses ([Decreto-Lei n.º 200/2002](#), de 25 de setembro).

Uma década depois, quando os Estatutos da ERSE foram atualizados com o [Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro](#), alargou-se a representação e estabeleceram-se algumas regras para garantir o equilíbrio das forças representada, tais como a limitação do número de representantes por empresas que integram



um mesmo grupo económico e empresarial e a equivalência entre representantes do lado da «oferta» e da «procura».

O presidente do Conselho, "personalidade de reconhecido mérito e independência", passou a ser designado pelo membro do Governo responsável, primeiro pela área de defesa do consumidor e, depois, pela área da energia.

Em posterior alteração aos Estatutos da ERSE ([Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho](#)), foi clarificado o âmbito de aplicação das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, relativamente à composição do conselho tarifário, de forma a assegurar uma maior representatividade por parte dos diversos intervenientes nos setores da eletricidade e do gás natural.

Com a assunção, por parte da ERSE, da regulação dos setores do gás de petróleo liquefeito em todas as suas categorias, dos combustíveis derivados do petróleo e dos biocombustíveis, nos termos do artigo 46.º dos seus Estatutos (na redação conferida pelo [Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho](#)), o Conselho Tarifário voltou a ser alargado, passando a integrar: uma personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente e um representante dos pequenos comercializadores da energia.

SISTEMATIZAÇÃO POR PERÍODOS REGULATÓRIOS

A regulação do setor elétrico pressupõe a definição de parâmetros regulatórios para um período mais alargado (período regulatório), que tem sido de 3 anos (triénio regulatório), e a fixação de tarifas e preços anualmente, de acordo com os parâmetros fixados previamente. No ano anterior ao início de um novo período regulatório, é habitual proceder-se a uma revisão das regras constantes dos regulamentos tarifários, o que é feito por um processo de consulta pública alargado em que todos os interessados podem participar.

Pode suceder, durante um período regulatório, existir uma revisão extraordinária dos parâmetros ou uma alteração de regras regulamentares com impactos em tarifas, designadamente em virtude de alterações legislativas. Também, por imposição comunitária e subsequente transposição legal, a ERSE passou a desempenhar um papel consultivo em matéria de planos de investimento em infraestruturas de transporte e distribuição, para o que desencadeia uma consulta pública prévia à emissão de parecer e ouvindo sempre o seu Conselho Tarifário. Todos estes eventos são objeto de pronúncia através de parecer pelo Conselho Tarifário e de resposta pontual por parte da ERSE.

Neste contexto, a coletânea que reúne os pareceres do Conselho Tarifário no setor da eletricidade agrega-os por períodos regulatórios, do mais recente para o mais antigo (2022-2025, 2018-2021¹; 2015-2017; 2012-2014; 2009-2011; 2006-2008; 2003-2005; 2000-2002; 1998-1999), dividindo-os em três grandes rubricas – 1. Parâmetros, tarifas e preços; 2. Regulamentação e outros e 3. Planos de desenvolvimento e investimento.

A resposta do regulador às sugestões e recomendações do Conselho Tarifário, quando existente, é facultada no final do parecer. Registe-se que a coletânea inclui os pareceres e a indicação da data da sua aprovação, sendo o texto integral, incluindo declarações de voto, quando existam, acessíveis por intermédio do *link* indicado.

¹ Por força da crise sanitária ocasionada pela doença COVID-19, o período de regulação 2018-2020 foi excepcionalmente prolongado até 2021 (Regulamento n.º [496/2020](#), de 26 de maio).



Período regulatório
2022-2025



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|----------------------------|--|
| <i>Jaime Braga</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Carlos Silva</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Ingride Pereira</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Célia Marques</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Rui Bernardo</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade |
| <i>Sandra Pinto</i> | Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente |
| <i>Joaquim Teixeira</i> | Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Mário Reis</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Luís Vasconcelos</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Manuela Moniz</i> | <i>Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia (Presidente)</i> |
| <i>Patrícia Carolino</i> | Representante da Direcção-Geral do Consumidor |
| <i>Pedro Furtado</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



| | |
|------------------------|---|
| <i>Rafaela Matos</i> | Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE |
| <i>Jorge Lúcio</i> | Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre |
| <i>Ricardo Nunes</i> | Representante dos pequenos comercializadores da energia |
| <i>Rui Vieira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Vinay Pranjivan</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário² (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”³

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "**Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho até dezembro de 2023 – Fixação excepcional**"⁴, competindo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias, conforme ponto 6. do Artigo 218º do Regulamento Tarifário em vigor.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I GENERALIDADE

A. FUNDAMENTOS PARA A REVISÃO EXTRAORDINÁRIA

De acordo com o disposto no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de Agosto, doravante designado por Regulamento Tarifário (RT) a “ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente”.

Por seu turno, o n.º 2 do Art.º 217º do RT refere que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Assim, ao abrigo destas disposições legais e do artigo 218º n.º 4 do referido diploma, a ERSE apresentou ao CT, para emissão de parecer, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”, em análise.

No documento de tarifas para 2023, de 15 de dezembro 2022, a ERSE comprometeu-se a acompanhar de perto as alterações das circunstâncias em que assentam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, reconhecendo que as mesmas poderiam justificar uma revisão excepcional das tarifas à semelhança do ocorrido em julho de 2022. Com efeito, na persistência do atual contexto de incerteza, mantém-se a dificuldade de previsão da evolução dos preços nos mercados grossistas, em particular o das *commodities*.

O CT constata que as tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas tendo em conta a informação recolhida até ao final do mês de novembro de 2022, considerando um preço estimado de energia

² Doravante abreviado por CT.

³ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁴ Comunicação PCA da ERSE, de 28 abril 2023, E-Técnicos/20223/686/1A/Msb



elétrica de cerca de 213 EUR/MWh, que se tem revelado acima do real verificado no primeiro trimestre de 2023 e do que se perspectiva, à data, para o resto do ano.

A forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2023 justifica, assim, a proposta de fixação excepcional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas, apresentada pela ERSE para o período de julho a dezembro de 2023, e que se afigura necessária para assegurar estabilidade tarifária na evolução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade e de gás natural.

Por outro lado, esta proposta de revisão excepcional das tarifas contribui para o equilíbrio financeiro das atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade, contribuindo para diminuir os desvios nos níveis de proveitos dessas atividades que resultariam da repercussão dos ajustamentos calculados em base anual neste contexto de volatilidade de preços de energia.

A ERSE alerta para o facto de que, não obstante esta revisão ser efetuada em sentido oposto à revisão excepcional de julho de 2022, o regresso à normalização tarifária a níveis verificados no passado não está assegurado, já que subsistem vários fatores de incerteza, a saber:

- (i) a invasão da Ucrânia pela Federação Russa, com potenciais impactes não apenas na área da energia, mas igualmente de forma transversal na economia global;
- (ii) a evolução económica na União Europeia, em resultado da sua atuação em várias frentes, como seja no conflito da Ucrânia, na contenção dos preços da energia e no controlo da crise inflacionista; ou
- (iii) as medidas específicas adotadas a nível europeu e nacional para acelerar a transição energética e reduzir a dependência de fontes de energia fósseis.

A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE, sendo este o principal fator determinante desta proposta de revisão excepcional de proveitos permitidos. A dependência entre o preço grossista de eletricidade e os preços de outras *commodities*, designadamente o petróleo, as licenças de emissão de CO₂ e, principalmente, o gás natural, reforçada com o mecanismo ibérico de controlo de preços, justifica esta revisão excepcional no sentido de refletir a atualização desses preços.

A revisão excepcional dos proveitos permitidos abrange as seguintes atividades:

- (i) Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
 - (ii) Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR (SU Eletricidade), quer para a função de Compra e Venda da PRE com remuneração garantida, quer para a função de Compra e Venda para fornecimento a clientes;
- e, finalmente,
- (iii) Aquisição de Energia elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (desenvolvidas pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM)).

Nas restantes atividades reguladas os proveitos permitidos mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

É de assinalar a alteração do mecanismo de controlo de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, que prorrogou a aplicação do mecanismo até dezembro de 2023 e procedeu à revisão de algumas regras para a sua aplicação, em particular, dos preços de referência do gás natural usados para o cálculo das compensações aos produtores.



Após análise dos efeitos desta alteração legal e da evolução dos preços do gás natural no MIBGAS no montante de compensações previstas para a central com CAE (Turbogás), que está incorporado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, a ERSE concluiu que, por força da diminuição do preço do gás natural, os valores de compensações deverão ser muito inferiores aos montantes subjacentes às tarifas em vigor e, no que respeita à prorrogação do mecanismo até ao final de 2023, o impacto deverá ser limitado, uma vez que os preços futuros do MIBGAS se situam abaixo dos preços de referência usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

No que respeita às medidas de contenção tarifária, nomeadamente as transferências de receitas geradas com os leilões de CO₂ para o setor elétrico nacional (SEN) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, o montante considerado nas tarifas de 2023 em vigor foi fixado pelo Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022 em 363,7 milhões de euros.

Na ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental ao SEN no ano de 2023, este montante manteve-se inalterado na presente proposta de revisão tarifária excepcional, pelo que o aumento dos preços das licenças de emissão de CO₂, resultante da atualização de dados até 31 de março, não tem qualquer impacto nas medidas de contenção tarifária.

Em síntese, a presente proposta de revisão tarifária excepcional decorre principalmente da revisão dos preços do mercado grossista de eletricidade, que afetam os diferenciais de custos da produção com remuneração garantida e com os CAE, que correspondem a Custos de Política Energética Ambiental ou de Interesse Económico Geral (CIEG).

O Quadro seguinte compara os valores das parcelas de custos que compõem os CIEG, adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, que são considerados na revisão tarifária para o ano de 2023, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2023, traduzindo-se numa revisão em alta do montante superior a 2 mil milhões de euros.

**Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2023**

(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: Milhares de euros

| | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
|--|-----------------------------|-----------------------------|--|
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | -4 635 295 | -2 521 621 | 2 113 674 |
| Diferencial de custo da PRE | -4 270 402 | -2 609 726 | 1 660 676 |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 87 053 | 87 053 | 0 |
| Diferencial de custo dos CAE | -877 969 | -440 556 | 437 413 |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 276 051 | 276 051 | 0 |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 246 909 | 258 949 | 12 040 |
| Terrenos das centrais | 12 220 | 12 220 | 0 |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 0 | 0 | 0 |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 5 139 | 5 139 | 0 |
| ERSE | 7 354 | 7 354 | 0 |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 436 | 436 | 0 |
| Autoridade da Concorrência | 447 | 447 | 0 |
| Tarifa Social | -122 532 | -118 986 | 3 546 |
| Alisamento dos custos da PRE | 709 123 | 709 123 | 0 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | -3 926 172 | -1 812 498 | 2 113 674 |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 134 312 | 134 312 | 0 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 811 | 34 811 | 0 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 99 501 | 99 501 | 0 |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | 223 241 | 202 672 | -20 569 |
| Diferencial extinção TVCF | -559 | -559 | 0 |
| Sobreproveito | 0 | 0 | 0 |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 356 994 | 336 425 | -20 569 |
| Total CIEG e Sustentabilidade | -3 569 178 | -1 476 072 | 2 093 105 |

Notas: 1) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
2) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.
3) O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida inclui medidas de contenção tarifária no âmbito da legislação em vigor.

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 18.

Apesar do benefício proveniente dos CIEG ser inferior face ao expectável no início do ano corrente, as tarifas de Acesso às Redes, entre 2022 e 2023, continuam a observar reduções muito significativas em todos os níveis de tensão:

- MAT: -354,1%
- AT: -300,3%
- MT: -226,2%
- BTE: -104,6%
- BTN: -204,6%

B. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O comunicado e dossier de imprensa divulgado pela ERSE tem sido omissivo ou incompleto no que respeita às Tarifas de Venda a Clientes Finais fixadas para a região autónoma dos Açores e região autónoma da



Madeira (RA). O CT tem, de forma sistemática, alertado nos seus pareceres para a importância da inclusão das variações tarifárias nessas regiões na comunicação à imprensa.

Na resposta ao Parecer do CT à revisão extraordinária de Tarifas para 2022, em junho desse ano, a omissão, segundo a ERSE, deveu-se ao *“propósito e critérios de simplicidade e clareza que se pretendem no comunicado da proposta tarifária”*.

Em dezembro de 2022, na resposta ao Parecer do CT à proposta de Tarifas para 2023, a ERSE refere que *“procura-se ter um equilíbrio entre a informação que se divulga relativa a Portugal continental e às Regiões Autónomas. Assim, uma vez que o mercado regulado está limitado à Baixa Tensão Normal em Portugal continental, apenas se divulgam as respetivas variações tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas”*.

Tendo em conta que nas RA só existem tarifas reguladas, considera o CT que a comunicação das variações das tarifas de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão contribui para a:

- a) clareza da informação a comunicar, evitando erros de interpretação quanto às variações tarifárias nas RA;
- b) eliminação de assimetrias de informação entre consumidores.

Assim, o CT insiste na recomendação de que as variações das tarifas de venda a clientes finais das RA devem ser incluídas na comunicação à imprensa pela ERSE.

II ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL

A competência para o início de um processo de revisão excepcional de tarifas encontra-se estabelecida no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, doravante designado Regulamento Tarifário (RT).

Por seu turno, o n.º 2 do Art.º 217º do RT refere possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Desta forma, ao abrigo destas disposições legais e bem assim do n.º 4 do artigo 218º do referido diploma legal, a ERSE apresentou ao CT, para emissão de parecer, a *“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”*, agora em apreço.

Em 2022, a revisão excepcional de tarifas do setor elétrico foi determinada essencialmente pela subida acentuada do preço de eletricidade nos mercados grossistas e justificada pelo contexto de volatilidade e incerteza dos mercados de energia, que se verificou desde o final de 2021 e que se intensificou a partir de março de 2022, com o início da guerra na Ucrânia.

Em sentido oposto, em 2023 observa-se uma redução expressiva dos preços grossistas de eletricidade, que se desviam de modo significativo das previsões subjacentes às tarifas de 2023 em vigor, o que tem forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e que provocará desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023 (aprovada pela Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro) e na decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2023 (aprovada pela Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril).



A ERSE refere que a presente proposta tarifária, com efeitos a partir de 1 de julho de 2023, foi elaborada de acordo com o disposto no RT em vigor, salientando que, para além de uma segunda atualização da tarifa de Energia, propõe também uma fixação excepcional das Tarifas de Acesso às Redes.

A abrangência desta proposta está limitada às atividades impactadas pela alteração dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços do petróleo, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂, nomeadamente:

- compra e venda de energia elétrica do agente comercial (REN Trading);
- compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (PRE) e para fornecimento a clientes, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade);
- aquisição de energia elétrica e gestão do sistema, desenvolvida pela EDA e EEM.

Nas restantes atividades reguladas, os proveitos permitidos e as tarifas que os recuperam mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Contudo, em atividades que recuperam os proveitos permitidos de atividades impactadas pelo preço grossista de eletricidade, os correspondentes proveitos permitidos foram revistos em conformidade na presente proposta de revisão tarifária, nomeadamente nas atividades de:

- Gestão Global do Sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (REN), que recupera os proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT (E-REDES), que recupera o diferencial de custo da Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida;
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

Esta revisão permite adequar as tarifas de Acesso às Redes (TAR) às atuais condições de mercado, evitando a distorção dos sinais de preço, nomeadamente através da atualização dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) associados à produção de eletricidade, que são recuperados através destas tarifas.

A diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas tem um efeito em sentido contrário nos montantes destes CIEG e, conseqüentemente, nas TAR, dada a semelhança entre estes mecanismos e os contratos por diferença.

Considerando que entre 40% e 50% da energia elétrica consumida em Portugal ainda tem origem nestes produtores com remuneração garantida (PRE, incluindo produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída em leilão, e produtores com CAE), estes mecanismos têm impactes nas variações dos preços de energia elétrica na fatura dos consumidores.

Contudo, intrinsecamente, estes mecanismos têm um desfasamento temporal devido à periodicidade anual de fixação das TAR. Na ausência desta revisão excepcional dos proveitos a recuperar pelas TAR em 2023, a redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas que se observa atualmente provocaria ajustamentos muito avultados nos proveitos permitidos das atividades que suportam os diferenciais de custo da PRE e dos CAE, a devolver às empresas, com o conseqüente acréscimo dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes em 2024.

O CT regista que esta proposta de revisão excepcional das tarifas contribui para melhorar a situação financeira das empresas com atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade, mitigando parcialmente as oscilações dos níveis de proveitos dessas



atividades resultantes da volatilidade nos preços de energia, ajustando-se, antecipadamente, os fluxos financeiros entre as atividades *pass-through* e os proveitos que integram as tarifas em vigor.

B. ALTERAÇÕES NOS PRESSUPOSTOS DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS DO CONTINENTE E DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA PARA 2023

1. Na presente proposta a ERSE justifica a revisão extraordinária das tarifas para o segundo semestre de 2023, tendo por base a alteração nos pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas do Continente e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA) para 2023, em particular a redução dos preços nos mercados grossistas da energia elétrica e de outras *commodities*, face ao nível de preços projetado em 2022, para tarifas de 2023.
2. Os dados relativos à evolução do consumo e à evolução da produção com remuneração garantida (PRE e CAE), não foram considerados nesta revisão excepcional com fundamento no reduzido impacto face aos decorrentes da redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e dos preços das outras *commodities* referidos no ponto anterior.
3. A ERSE sublinha ainda a alteração do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através do Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, cuja prorrogação, segundo o Regulador, não deverá ter impacto nos proveitos permitidos desta atividade, uma vez que os preços futuros do MIBGAS se situam abaixo dos preços de referência do gás natural usados no mecanismo.
4. Por outro lado, este diploma procedeu à revisão de regras de cálculo, ajuste e liquidação dos custos de produção de energia elétrica no respetivo mercado grossista tendo sido atualizados os preços de referência do gás natural usados no mecanismo para o cálculo das compensações aos produtores.
5. Segundo a ERSE, *“na preparação desta proposta de revisão tarifária, esta alteração foi analisada conjuntamente com a atualização dos preços do gás natural no MIBGAS, que é o fator determinante para a alteração do montante de compensações relativas a este mecanismo para a central com CAE (Turbogás) no 1.º semestre de 2023 e cujo montante está integrado nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial subjacentes às tarifas em vigor”*.
6. No que tange às medidas de contenção tarifária, em particular as que dizem respeito às transferências de receitas geradas com os leilões de CO2 para o SEN, o montante considerado nas tarifas de 2023 em vigor foi fixado no Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022 (363,7 milhões de euros) - cuja publicação se continua a aguardar – e que se mantém na presente proposta de revisão tarifária excepcional, face à ausência de novo Despacho de afetação de verbas adicionais do Fundo Ambiental.
7. Adicionalmente, todos os pressupostos macroeconómicos que sustentaram a definição das tarifas para 2023 não foram revistos.
8. A ERSE ressalva que *“entre o envio da presente proposta ao Conselho Tarifário e a publicação das tarifas excecionais a vigorar a partir de 1 de julho de 2023, a ERSE continuará a monitorização dos mercados de energia, em particular dos preços grossistas de eletricidade e de gás na Península Ibérica, quer os ocorridos, quer os futuros, não se pondo de parte a necessidade de alterar as previsões agora apresentadas, dada a volatilidade e incerteza que ainda são patentes nestes mercados.”*

B.1 Evolução dos preços das *commodities*

Desde meados de 2021 tem ocorrido, a nível europeu, um aumento substancial da volatilidade dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos.

Paralelamente, numa altura em que o *mix* energético está a evoluir gradualmente de uma base fóssil para uma base renovável, é expectável uma cada vez maior volatilidade dos preços nos mercados.



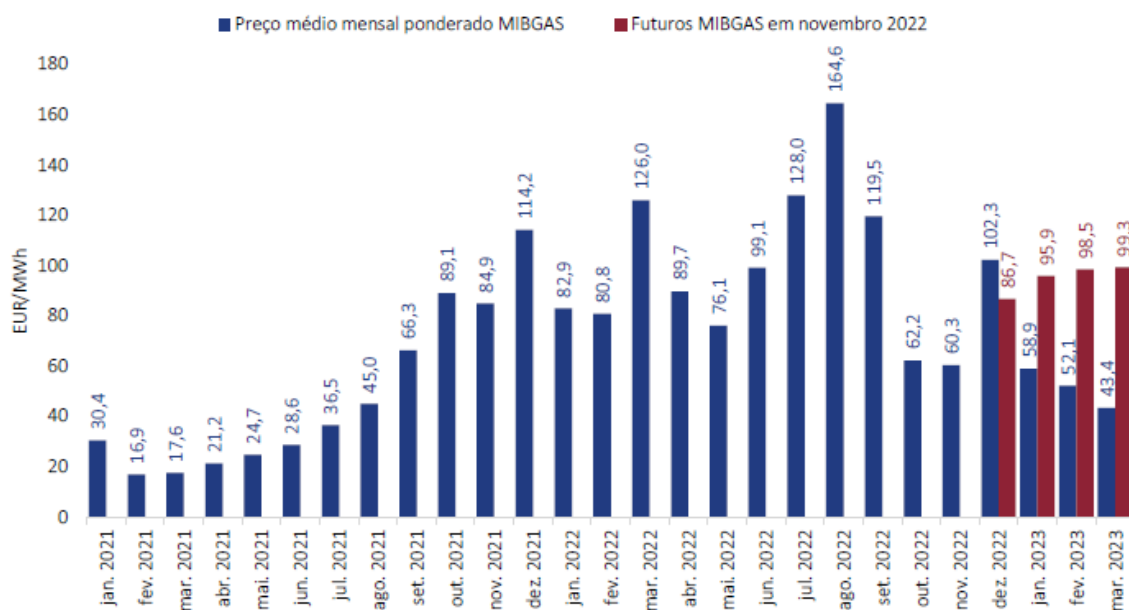
Nesta conjuntura, e desde o início do ano de 2023, tem-se observado uma redução significativa dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, para o qual muito têm contribuído fatores não controláveis, como o volume de produção de origem renovável (hídrica, eólica e fotovoltaica) e a redução do preço do gás natural nos mercados internacionais.

No caso do Brent, após o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, a sua cotação registou um aumento acentuado, tendo atingido os 135 USD/bbl no início de março de 2022. Em 2023, e com os dados indicados na proposta da ERSE, até final de março, o Brent tem registado desde o final do ano de 2022 uma redução na sua cotação média, apresentando em março um valor médio de 78 USD/bbl.

No caso do gás natural, observa-se igualmente uma redução significativa de preço nos mercados internacionais desde dezembro de 2022. O preço do gás natural nos mercados internacionais no mês de março de 2023, apesar de ainda apresentar valores elevados face ao passado, registou um valor médio de 47 USD/MWh, o que representa uma redução de 60% face aos valores verificados em dezembro de 2022 (117 USD/MWh).

A figura seguinte evidencia essa mesma realidade, comparando os dados de mercado disponíveis a 30 de novembro de 2022, que suportaram a definição das tarifas para 2023 publicadas em dezembro 2022, e os recolhidos até 31 de março de 2023, em que se baseia a atual proposta de revisão excepcional das tarifas, no que ao preço mensal do MIBGAS diz respeito.

Figura 2-5 Preço mensal MIBGAS

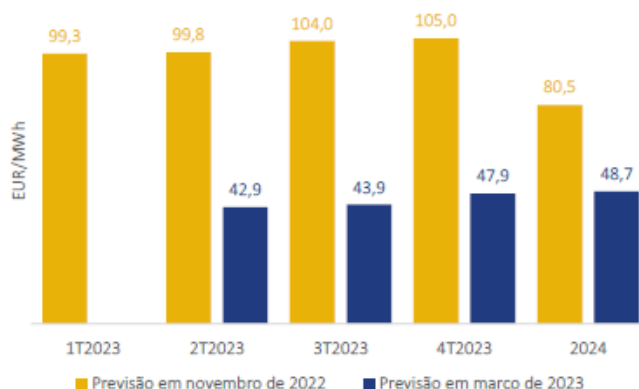


Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

A mesma situação ocorre para a evolução dos preços dos futuros dos produtos trimestrais e anuais no MIBGAS a 30 de novembro de 2022 e os preços para os mesmos produtos atualizados em março de 2023, conforme figura seguinte:



Figura 2-6 - Evolução dos preços futuros do MIBGAS

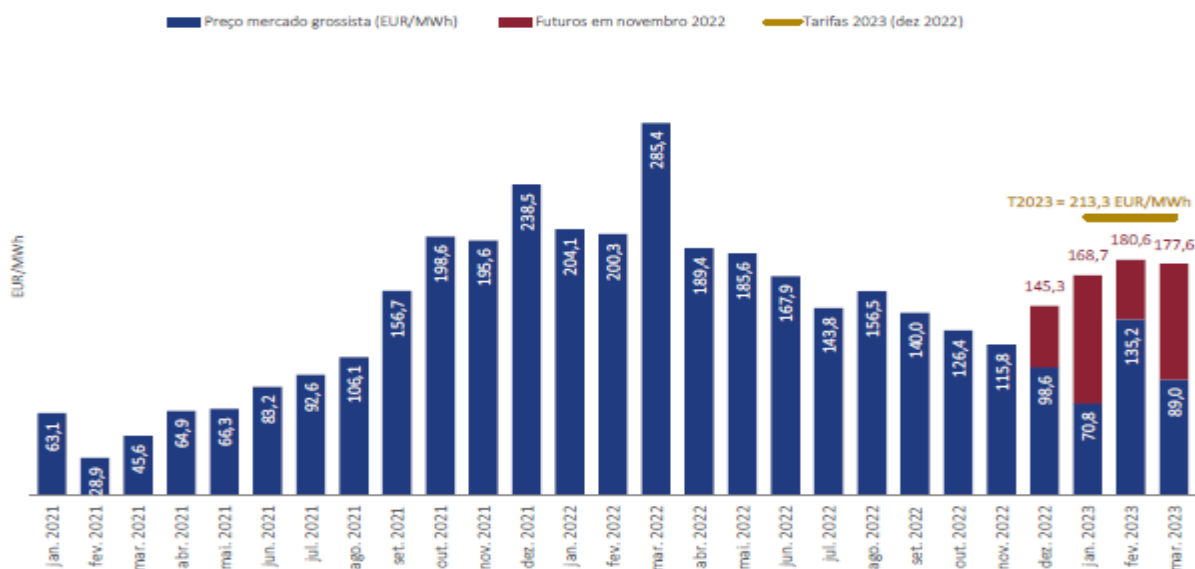


Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

Observa-se uma tendência decrescente dos preços das principais *commodities* utilizadas pela ERSE e que são determinantes para a estimativa do preço da energia elétrica incluído na construção tarifária.

Na figura seguinte observa-se a evolução real do preço mensal de energia elétrica no mercado grossista comparado com o valor considerado nas tarifas de 2023, que teve por base os futuros em novembro de 2022.

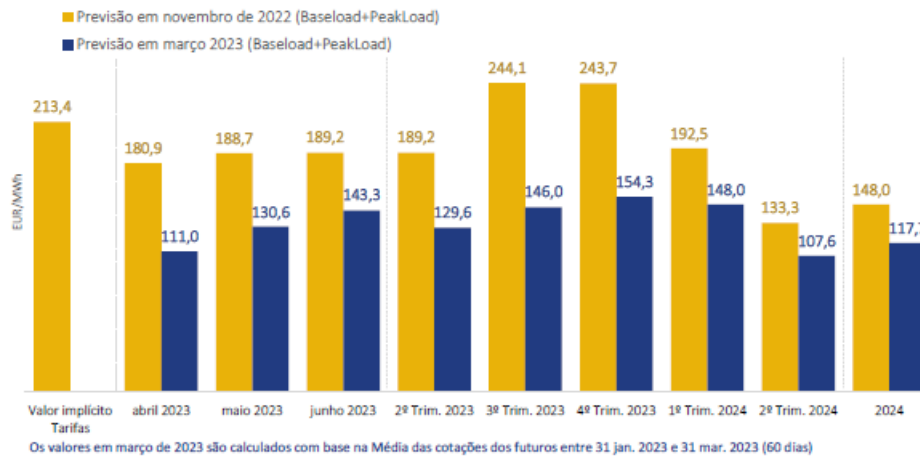
Figura 2-9 - Evolução preço energia elétrica



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

Já no que à evolução da cotação dos futuros de energia elétrica diz respeito, podemos observar na figura seguinte a comparação entre as previsões de novembro de 2022 e as previsões de março de 2023.

Figura 2-10 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica



Fonte: Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023

O CT constata que os preços de eletricidade ocorridos nos mercados grossistas em 2023 situam-se consideravelmente abaixo do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, que fixou as tarifas de acesso às redes atualmente em vigor.

Conforme realçado pelo CT no seu Parecer relativo à Proposta de Tarifas e Preços de energia elétrica a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023, num atual contexto de enorme volatilidade dos preços das *commodities* é particularmente preocupante o elevado impacto que as variações de preços dos mercados de eletricidade e de gás acarretam no estabelecimento dos CIEG e, por conseguinte, nas TAR.

Face à relevância das previsões e da elevada volatilidade do custo de energia que se tem verificado, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização destes parâmetros com a finalidade de assegurar o equilíbrio do SEN.

Como se verificou entre a proposta de tarifas em outubro de 2022 apresentada ao CT e a decisão final de dezembro de 2022, também agora, com a volatilidade de preços entre o momento da elaboração desta proposta (março de 2023) e a decisão final, a ERSE poderá ter a necessidade de atualizar esta proposta.

A ERSE explica que a prorrogação do mecanismo ibérico para o 2.º semestre de 2023 não tem impacto nos proveitos permitidos desta atividade, uma vez que os preços futuros do MIBGAS para esse período se situam, com os dados mais atuais, abaixo dos mencionados preços de referência do gás natural usados no mecanismo, que dessa forma não é ativado.

O CT compreende o racional da decisão, mas alerta que a significativa volatilidade dos preços dos mercados de futuros TTF/MIBGAS, associada a um eventual verão seco e o aproximar do Outono/Inverno, poderá levar a que os preços *spot* do último trimestre de 2023 ultrapassem esse limiar e assim ativem o mecanismo ibérico.

B.2 Previsões para 2023

Conforme referido anteriormente, as tarifas de 2023 em vigor têm implícito um preço estimado da energia elétrica para 2023 de cerca de 213,3 €/MWh, valor substancialmente acima do real verificado no primeiro trimestre e do que se perspetiva para o resto do ano.

Assim sendo, tendo por base os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de março de 2023 e as cotações recentes dos contratos futuros para os restantes trimestres do ano, a ERSE propõe diminuir o preço médio da energia elétrica do ano 2023 para 128,09 €/MWh, a aplicar nas tarifas a partir de 1 de julho:

**Quadro 2-1 –Previsões para a energia elétrica para o 2.º semestre de 2023**

| | T2023 (Dez. 2022) | 1 Trim. (Real) | 2 Trim. (Futuros) | 2 Sem. (Futuros) | T2023 (Jun. 2023) | Variação (%) Jun. 2023/Dez. 2022 | Variação (abs.) Jun. 2023/Dez. 2022 |
|------------------------|----------------------|----------------|-------------------|------------------|----------------------|-------------------------------------|--|
| Eletricidade (EUR/MWh) | 213,28 | 96,22 | 128,95 | 143,60 | 128,09 | -39,9% | -85,2 |

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

A ERSE ajusta igualmente a sua previsão dos preços das restantes *commodities* energéticas com dados reais e preços futuros mais atuais:

Quadro 2-2 –Previsões de CO₂, Brent e MIBGAS para o 2.º semestre de 2023

| | T2023 (Dez. 2022) | 1 Trim. (Real) | 2 Trim. (Futuros) | 2 Sem. (Futuros) | T2023 (Jun. 2023) | Variação (%) Jun. 2023/Dez. 2022 | Variação (abs.) Jun. 2023/Dez. 2022 |
|---------------------------|----------------------|----------------|-------------------|------------------|----------------------|-------------------------------------|--|
| CO ₂ (EUR/ton) | 77,84 | 87,41 | 87,41 | 93,43 | 90,42 | 16,2% | 12,6 |
| Brent (USD/bbl) | 86,54 | 81,05 | 80,94 | 79,85 | 80,42 | -7,1% | -6,1 |
| MIBGAS (EUR/MWh) | 108,49 | 50,88 | 46,47 | 49,57 | 49,12 | -54,7% | -59,4 |

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

Nota-se que a diminuição do preço da energia elétrica estimado para 2023 determina, por sua vez, a revisão em baixa do custo de aquisição do CUR para 161,0 €/MWh e do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida para 125,4 €/MWh. O recálculo do custo de aquisição do CUR para 2023 inclui ainda o resultado do leilão de aprovisionamento do CUR realizado em dezembro de 2022.

| | T2023 | | Jun 2023 / Dez 2022 | |
|-----------------------------------|----------|----------|---------------------|-------|
| | Dez 2022 | Jun 2023 | Δ% | Δ |
| Custo de aquisição do CUR (€/MWh) | 223,4 | 161,0 | -27,9% | -62,4 |
| % de energia colocada em leilão | 14,3% | 28,7% | | |

| | T2023 | | Jun 2023 / Dez 2022 | |
|--------------------------------------|----------|----------|---------------------|-------|
| | Dez 2022 | Jun 2023 | Δ% | Δ |
| Preço de colocação da PRE em mercado | 210,5 | 125,4 | -40,4% | -85,1 |
| % de energia colocada em leilão | 0,0% | 0,0% | | |

O CT constata que, após um período de interregno, em novembro de 2022, a ERSE retomou os leilões de aprovisionamento a prazo do CUR, mantendo os leilões de colocação da PRE suspensos desde dezembro de 2021. De relevar que os leilões extraordinários destinados apenas a pequenos comercializadores, que ocorreram entre novembro de 2021 e abril de 2022, não conferiram firmeza aos exercícios tarifários, dado que se configuraram como uma opção de compra e foram realizados já depois da fixação de tarifas para 2022, para coberturas de curto prazo.

Em resultado da interrupção da realização dos leilões do CUR e da PRE, na construção das tarifas para 2023, 85,7% das necessidades de consumo do MR e 100% da produção da PRE encontravam-se a descoberto e expostos à volatilidade dos preços no mercado grossista de eletricidade, originando desvios consideráveis face à estimativa incorporada no exercício tarifário, que tornaram necessária a presente revisão excepcional.

Atendendo à programação anual de leilões para o período 2023/2024, comunicada pela ERSE em novembro de 2022, aquando da publicação da Proposta de Tarifas para 2024, a 15 de outubro de 2023, a



situação não será muito diferente, com 70,1% da carteira de consumo do CUR⁵ e 100% da produção da PRE sujeitas ao risco de preço de mercado.

O CT relembra que os leilões do CUR e da PRE foram introduzidos, designadamente, para permitir estabilizar as condições de compra do CUR e de venda da PRE em mercado, permitindo melhorar a estimativa tarifária do custo de aquisição do CUR e do diferencial de custo da PRE e, assim, reduzir os valores dos desvios de energia a repercutir nas tarifas dos anos seguintes.

Tendo em conta a necessidade de melhorar a estimativa da compra do CUR e da venda da PRE incluída nas tarifas e de reduzir os valores dos desvios associados, o CT não pode deixar de evidenciar a importância de a ERSE promover, de forma atempada e em volumes adequados, os leilões do CUR e de venda da PRE, de modo a cumprirem o seu objetivo de conferir maior previsibilidade e estabilidade ao processo tarifário.

C. PROVEITOS PERMITIDOS

As tabelas abaixo mostram, de forma resumida, os proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que resultam desta proposta de fixação excepcional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

Proveitos por atividade no Continente

| | Proveitos por atividade (1) | Custos transferidos entre atividades (2) | Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em Jun de 2023 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2) | Sustentabilidade e coexistência de mercados (4) | Tarifa social (5) | T2023 (Jun 2023) (6) = (3) - (4) + (5) | T2023 (Dez 2022) (7) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) (8) = (6) - (7) |
|---|--------------------------------|---|--|--|----------------------|---|-------------------------|--|
| REN Trading | -440 556 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVVEAC) | -440 556 | 440 556 (GG5) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ADENE | 1 145 | | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) | 1 145 | -1 145 (CVAT) | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| REN | 650 464 | | 209 907 | 0 | 0 | 209 907 | -239 545 | 449 452 |
| Gestão Global do Sistema (GG5) | 338 371 | -440 556 (CVVEAC) | -102 185 | 0 | 0 | -102 185 | -551 637 | 449 452 |
| Transporte de Energia Elétrica (TEE) | 312 092 | | 312 092 | | | 312 092 | 312 092 | 0 |
| E-Redes | -404 941 | -208 763 | -613 703 | -202 114 | | -530 576 | -2 174 229 | 1 643 653 |
| Distribuição de Energia Elétrica (DEE) | 1 047 663 | | 1 047 663 | -202 114 | | 1 047 663 | 1 047 663 | 0 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC) | -1 452 603 | -208 763 (OLMC + GG5 + TEE) | -1 661 366 | -202 114 | | -1 459 252 | -3 099 360 | 1 640 107 |
| Tarifa Social | | | | | -118 986 | -118 986 | -122 532 | 3 546 |
| SU Eletricidade | -1 198 403 | 1 916 638 | 718 235 | 202 114 | 0 | 516 121 | 706 714 | -190 592 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica | -1 203 562 | 1 900 803 | 697 040 | 202 672 | | 494 368 | 684 960 | -190 592 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVVE PRE) | -1 900 603 | 1 900 603 (Sobrecusto da PRE na CVAT) | 0 | 202 672 | | 0 | 0 | 0 |
| Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVVE FC) | 697 040 | | 697 040 | 202 672 | | 494 368 | 684 960 | -190 592 |
| Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) | -16 035 | 16 035 (DEE + CVAT) | 0 | | | 0 | 0 | 0 |
| Comercialização (C) | 21 195 | | 21 195 | -559 | | 21 753 | 21 753 | 0 |
| Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória | | | | 0 | | 0 | 0 | 0 |
| | | | 314 439 | 0 | -118 986 | 195 453 | -1 707 061 | 1 902 513 |

Fonte: Quadro 3-1 da proposta de fixação excepcional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

⁵ Assumindo a estimativa de procura anual para o CUR considerada nas Tarifas de 2023 (3.055 GWh).



Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas

| | Proveitos permitidos por atividade (Dez 2022) | Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2022) | T2023 (Dez 2022) | Proveitos permitidos por atividade (Jun 2023) | Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Jun 2023) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
|--|---|--|------------------|---|--|------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) = (1) - (2) | (4) | (5) | (6) = (4) - (5) | (7) = (6) - (3) |
| EDA | 276 203 | 117 396 | 158 807 | 268 182 | 124 727 | 143 455 | -15 353 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 224 084 | 91 682 | 132 402 | 216 063 | 99 014 | 117 049 | -15 353 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 44 950 | 22 431 | 22 519 | 44 950 | 22 431 | 22 519 | 0 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 7 169 | 3 282 | 3 886 | 7 169 | 3 282 | 3 886 | 0 |
| EEM | 304 327 | 129 513 | 174 813 | 292 394 | 134 222 | 158 173 | -16 641 |
| Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema | 249 997 | 105 854 | 144 144 | 238 065 | 110 562 | 127 503 | -16 641 |
| Atividade de Distribuição de Energia Elétrica | 49 142 | 22 732 | 26 410 | 49 142 | 22 732 | 26 410 | 0 |
| Atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 5 188 | 927 | 4 260 | 5 188 | 927 | 4 260 | 0 |
| Total nas Regiões Autónomas | 580 530 | 246 909 | 333 621 | 560 576 | 258 949 | 301 627 | -31 994 |
| Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores | | | 3 302 | | | 3 203 | -99 |
| Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira | | | 3 530 | | | 3 431 | -99 |
| Tarifa Social nas Regiões Autónomas | | | 6 832 | | | 6 634 | -197 |

Fonte: Quadro 3-2 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

Por seu lado, a tabela seguinte apresenta o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental considerado nesta proposta de fixação excecional de tarifas e na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.



Unidade: Milhares de euros

| | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
|---|---------------------|---------------------|---|
| | (1) | (2) | (3) = (2) - (1) |
| Gestão Global do Sistema | | | |
| Proveitos permitidos do ORT | -551 637 | -102 185 | 449 452 |
| Custos gestão do sistema | 41 411 | 41 411 | 0 |
| Custos de interesse geral | -593 048 | -143 596 | 449 452 |
| Custos com garantia de potência | 0 | 0 | 0 |
| Custos a recuperar pelo ORD | -3 331 882 | -1 671 206 | 1 660 676 |
| Sustentabilidade de mercados e coexistência | 223 241 | 202 672 | -20 569 |
| Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF | -559 | -559 | 0 |
| Proveitos a recuperar com a UGS | -3 660 837 | -1 571 278 | 2 089 559 |
| Operador Logístico de Mudança de Comercializador | | | |
| OLMC | 1 145 | 1 145 | 0 |
| Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE | -43 | -43 | 0 |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC | 1 145 | 1 145 | 0 |
| Transporte de energia elétrica | | | |
| Proveitos permitidos do ORT | 312 092 | 312 092 | 0 |
| Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN | 8 738 | 8 738 | 0 |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de URT | 320 831 | 320 831 | 0 |
| Distribuição de energia elétrica | | | |
| Total dos proveitos em AT/MT | 399 519 | 399 519 | 0 |
| Total dos proveitos em BT | 648 144 | 648 144 | 0 |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de URD | 1 047 663 | 1 047 663 | 0 |
| Comercialização regulada | | | |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT | 380 | 380 | 0 |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE | 124 | 124 | 0 |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN | 21 249 | 21 249 | 0 |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização | 21 753 | 21 753 | 0 |
| Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios) | -3 140 076 | -2 280 306 | 859 770 |
| Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto) | 3 822 634 | 2 772 271 | -1 050 362 |
| Custos de funcionamento | 2 402 | 2 402 | 0 |
| Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia | 684 960 | 494 368 | -190 592 |
| Proveitos a recuperar com as tarifas | -1 584 486 | 314 482 | 1 898 967 |
| Tarifa Social | -122 532 | -118 986 | 3 546 |
| Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente | -1 707 018 | 195 495 | 1 902 513 |

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das TVCF recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema tarifário.

Fonte: Quadro 3-3 da proposta de fixação excepcional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.

C.1 Ajustamento provisório de 2022

No documento de suporte à proposta de revisão excepcional de tarifas, a ERSE refere que “os futuros em novembro de 2022 para o período compreendido de dezembro a março eram substancialmente superiores aos valores que se verificaram de facto nesse período”, facto que motivou a revisão do cálculo do ajustamento provisório de 2022 para todas as atividades nas quais o preço da eletricidade no mercado grossista é uma variável relevante, a saber:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial do CAE (CVEE AC)
- Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (CVEE PRE)
- Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC)

Desta forma, o ajustamento provisório de 2022 das várias atividades de CVEE foram atualizados tendo em conta os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de dezembro de 2022, sendo que no caso



particular da CVEE AC foram igualmente revistos o preço do gás natural e das licenças de emissão de CO₂ e a produção da central da Turbogás.

Para as restantes rubricas, segundo a ERSE, os valores estimados de 2022 não sofrem alterações face aos valores considerados nas tarifas de 2023 em vigor, abordagem que suscita dúvidas ao CT, pois também poderão existir desvios significativos nessas rubricas do ajustamento provisório de 2022.

O CT constata que, nos termos das obrigações de informação estabelecidas no RT, as empresas reguladas tinham até 1 de maio para enviar à ERSE as contas reguladas reais respeitantes a 2022, pelo que a ERSE já terá na sua posse informação auditada sobre o valor do ajustamento definitivo dos proveitos das atividades de CVEE para o ano 2022.

Assim sendo, uma vez que se está a corrigir o ajustamento provisório de 2022 nas tarifas a aplicar a partir de 1 de julho, o CT recomenda que se aproveite a oportunidade para integrar os valores definitivos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas reais.

Caso a ERSE não considere oportuno refletir nesta revisão excepcional a atualização do ajustamento provisório de 2022 das atividades de CVEE, entende o CT que o deve quantificar e justificar no documento final.

Concretamente, é entendimento do CT que com base na informação real reportada pelas empresas, a ERSE deverá explicitar os valores do ajustamento das atividades de CVEE de 2022 que serão integrados no cálculo das tarifas de 2024, bem como o *spread* que lhe será aplicável, por forma a permitir que as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, nos casos em que constituam créditos tarifários, garantindo assim o equilíbrio económico-financeiro dessas empresas.

C.2 Proveitos permitidos do ano de 2023

C.2.1 Agente Comercial da atividade de compra e venda de energia elétrica do CAE

O sobrecusto do CAE da Turbogás, o único que atualmente se encontra em vigor, está diretamente relacionado com o preço no mercado de energia e com o mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade nos termos do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

De acordo com os novos pressupostos, a ERSE prevê uma redução do benefício deste CAE para cerca de metade do valor inicialmente previsto.

Quadro 3-7 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica
(valores publicados em dezembro de 2022 e proposta de revisão para publicação em junho de 2023)

| | | Unidade 10 ³ EUR | | |
|--------------------------|--|-----------------------------|---------------------|---|
| | | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
| A = 1 + 2 - 3 | Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE | -425 896 | 24 830 | 450 726 |
| 1 | Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE | 544 047 | 546 688 | 2 641 |
| 2 | Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica | 1 800 | 1 800 | 0 |
| 3 | Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE | 971 743 | 523 659 | -448 084 |
| B = 4 + 5 + 6 + 7 | Custos de funcionamento da atividade de CVEE AC | 1 000 | 1 000 | 0 |
| 4 | Custos de exploração da atividade de CVEE AC (valor líquido) | 980 | 980 | 0 |
| 5 | Amortizações do activo fixo afecto à atividade de CVEE AC | 19 | 19 | 0 |
| 6 | Valor médio do activo fixo afecto à atividade CVEE AC, líquido de amortizações e comparticipações | 25 | 25 | 0 |
| 7 | Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de CVEE AC | 4,75% | 4,75% | 0,00% |
| C | Valor estimado para o ajustamento do ano t-1 | 373 330 | 386 643 | 13 313 |
| D | Ajustamento do ano t-2 | 79 743 | 79 743 | 0 |
| F = A + B - C - D | Proveitos permitidos da actividade de CVEE AC a transferir para a GGS | -877 969 | -440 556 | 437 413 |

Fonte: Doc. "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023"



Para esta redução do benefício dos CAE contribuiu:

- a previsão em baixa das receitas unitárias incluindo os serviços de sistema para os 144,4€/MWh (-95,8 €/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em baixa dos custos variáveis sem CO₂ para 77,3 €/MWh (-3,9 €/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em alta dos custos com as licenças de CO₂ para 33,7€/MWh (+4,7€/MWh relativamente à previsão de dez/22)
- a previsão em baixa da estimativa da receita com o mecanismo ibérico para 5,1 milhões de euros (-104 milhões de euros relativamente à previsão de dez/22).

Quadro 3-6 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023

| | | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
|----------|---|---------------------|---------------------|---|
| Turbogás | Preço médio do mercado em Portugal | 213,3 | 128,1 | -85,2 |
| | Receita unitária (com serviços sistema) | 240,2 | 144,4 | -95,8 |
| | Custo variável sem CO ₂ | 81,2 | 77,3 | -3,9 |
| | Custo com licenças CO ₂ | 29,0 | 33,7 | 4,7 |

Fonte: Doc. “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023”

Em contrapartida a ERSE estima um valor a devolver relativo a 2022, cerca de 13 M€ superior ao inicialmente previsto.

O CT considera que as novas previsões estão em linha com os valores de mercado, contudo e como acima referido, tendo a ERSE recebido valores definitivos do ano 2022 o CT recomenda que os mesmos sejam integrados na versão final destas tarifas.

C.2.2 Concessionária da RNT

A REN, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades: Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica não sofrem alterações, não sendo, por isso, apresentados.

Sendo a atividade de Gestão Global do Sistema uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor, os seus proveitos permitidos são impactados devido a alterações nas rubricas referentes à convergência tarifária das Regiões Autónomas e na rubrica dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC).

A redução do benefício para o sistema com os proveitos da UGS2 aplicada pelo ORT foi de 449 M€, isto é, passou de (-)593 M€ para (-)144 M€. Esta redução é justificada pela alteração das seguintes rubricas, mantendo-se as demais inalteradas:

- a) aumento de 7 M€ dos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (c.f. ponto C.2.4);



- b) aumento de 5 M€ dos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (c.f. ponto C.2.4);
- c) aumento de 437 M€ dos proveitos permitidos da atividade de CVEEAC (c.f. ponto C.2.1).

C.2.3 Concessionária da RND

De acordo com a ERSE, na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) não sofrem alterações. Em sentido contrário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVART) são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global de Sistema.

Como recorda a ERSE, os proveitos da CVART correspondem à aquisição, ao operador da rede de transporte, dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte, para prestação destes serviços aos clientes, assim como à incorporação de outros custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica, dos quais sofrem alterações na presente revisão tarifária os seguintes:

- diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica da PRE com remuneração garantida;
- custos decorrentes da sustentabilidade de mercados;
- desconto respeitante à tarifa social.

A tabela abaixo mostra o detalhe do cálculo destes proveitos permitidos com desagregação por rubricas, tendo em conta os pressupostos da presente revisão tarifária excecional, bem como a sua comparação com os valores publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022.

| | | | Unidade: 10 ⁶ EUR | | |
|-----|---------------------------------|--|------------------------------|---------------------|---|
| | | | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
| A | | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS | -3 660 837 | -1 571 278 | 2 089 559 |
| (H) | | Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema | -551 637 | -102 185 | 449 452 |
| (H) | | Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial | -3 561 279 | -1 900 603 | 1 660 676 |
| | SPRE ₁ | Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | -3 466 743 | -1 948 355 | 1 518 388 |
| | SPRE ₂ | Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | -94 535 | 47 752 | 142 288 |
| (H) | | CMEC | 87 053 | 87 053 | 0 |
| | PF _{CMEC} | Parcela fixa dos CMEC | 66 027 | 66 027 | 0 |
| | | Senda anual - valor inicial | 67 533 | 67 533 | 0 |
| | | Ajustamentos | -3 504 | -3 504 | 0 |
| | PA _{CMEC} | Parcela de Acanto dos CMEC | 20 905 | 20 905 | 0 |
| | | Senda anual - ajustamento final | 18 948 | 18 948 | 0 |
| | | Ajustamentos | 1 956 | 1 956 | 0 |
| | CP _{CMEC} | Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte | 0 | 0 | 0 |
| | PA _{Redes} | Componente de atilamento dos CMEC | 133 | 133 | 0 |
| | | Devios de faturação t-1 - parcela fixa | -99 | -99 | 0 |
| | | Devios de faturação t-1 - parcela acanto | 221 | 221 | 0 |
| (-) | | Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2 | -8 031 | -8 031 | 0 |
| (H) | EST _{REN} | Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade de mercados | 357 558 | 336 984 | -20 569 |
| | C ^{REN} _{DMU} | Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados | 323 241 | 302 677 | -20 569 |
| | EST ₁ | Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto | 34 811 | 34 811 | 0 |
| | EST ₂ _{REN} | Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto | 99 501 | 99 501 | 0 |
| (H) | | Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e STE | -559 | -559 | 0 |
| | | em NT | -33 | -33 | 0 |
| | | em STE | -26 | -26 | 0 |
| | | em BT | -510 | -510 | 0 |
| B | | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT | 320 831 | 320 831 | 0 |
| (H) | | Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica | 312 092 | 312 092 | 0 |
| (-) | | Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2 | -8 738 | -8 738 | 0 |
| C | | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC | 1 102 | 1 102 | 0 |
| (H) | | Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC | 1 145 | 1 145 | 0 |
| (-) | | Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2 | 43 | 43 | 0 |
| D | A + B + C | Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte | -3 338 904 | -1 249 345 | 2 089 559 |
| | | Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental | -122 532 | -118 986 | 3 546 |

Fonte: Quadro 3-14 da proposta de fixação excecional de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023.



C.2.4 Comercializador de Último Recurso

No que concerne ao CUR, são revistos os proveitos permitidos da atividade de CVEE nas suas duas funções, CVEE FC e CVEE PRE, refletindo a correção em baixa, respetivamente, do custo de aquisição do CUR e do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida, decorrente da atualização do preço de eletricidade no mercado grossista analisada no ponto II.B deste parecer.

Ainda que considere a alteração do proveito permitido da CVEE FC ajustada à correção efetuada ao custo de aquisição do CUR, a projeção do preço de colocação em mercado da PRE, do qual depende o cálculo do diferencial de custo de aquisição da PRE no proveito permitido da CVEE PRE, suscita dúvidas ao CT.

Segundo a ERSE, o preço de colocação em mercado da PRE é determinado corrigindo o preço médio de mercado do efeito dos perfis de aquisição da PRE e dos custos com desvios que lhe estão associados, o qual se traduz num decréscimo ao preço médio de mercado.

Assim sendo, verifica-se que a atualização do preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida em 2023 para 125,4 €/MWh tem implícito um decréscimo relativamente ao preço médio de mercado de 2,7 €/MWh, em linha com o valor subjacente às tarifas em vigor, mas substancialmente abaixo do valor real de 2021, apurado a partir do ajustamento definitivo de 2021:

| | | Unid.: €/MWh | | |
|---------|--------------------------------------|--------------|----------|----------|
| | | T2023 | T2023 | T2023 |
| | | Dez 2022 | Dez 2022 | Jun 2023 |
| | | 2021R | 2023P | 2023P |
| (1) | Preço de colocação da PRE em mercado | 96,2 | 210,5 | 125,4 |
| (2) | Preço médio de mercado | 112,0 | 213,3 | 128,1 |
| (1)-(2) | Decréscimo ao preço de mercado | -15,8 | -2,8 | -2,7 |

O CT alerta para a possibilidade de a estimativa do decréscimo relativamente ao preço de mercado nas tarifas em vigor também poder estar a provocar desvios não negligenciáveis no proveito permitido da função de CVEE PRE do CUR, sendo aconselhável a sua reanálise tendo em conta o real de 2021 e de 2022, o qual poderá ser consultado na informação auditada reportada recentemente pelo CUR à ERSE.

Neste contexto, sendo detetadas diferenças relevantes, o CT recomenda a incorporação das melhores estimativas possíveis do decréscimo relativamente ao preço de mercado da PRE para o segundo semestre, de forma a minimizar os desvios daí resultantes.

C.2.5 Concessionárias do transporte e distribuição das Regiões Autónomas

Relativamente aos custos com aquisição de combustíveis nas regiões autónomas, a proposta de revisão tarifária excepcional inclui uma revisão em baixa dos preços das *commodities*, particularmente do *Brent*, gás natural e licenças de CO₂, com a qual o CT concorda, dada a sua recente evolução nos mercados *spot* e de futuros.

O CT não pode deixar de assinalar, no entanto, que na revisão excepcional de Tarifas em julho de 2022, perante o cenário oposto, ou seja, uma subida acentuada dos preços destas *commodities*, a ERSE não aplicou o mesmo princípio.

De acordo com a ERSE, esta revisão excepcional teve em consideração os dados reais verificados até 31 de março de 2023 e a média dos preços futuros verificados nos últimos 60 dias. Decorrente deste pressuposto, verifica-se uma redução das previsões do preço médio anual do *Brent* de 6 USD/bbl, do preço médio anual do Mercado Ibérico do Gás (MIBGAS) de 59 EUR/MWh e do preço médio anual do TTF (*Title Transfer Facility*) de 38 EUR/MWh, enquanto nas licenças de CO₂ se observa uma subida de cerca de 13 EUR/ton comparativamente ao preço médio considerado nas tarifas de 2023 em vigor.



Contudo, dada a volatilidade e incerteza que ainda são patentes nestes mercados, o CT salienta a importância de a ERSE continuar a monitorizar os mercados de energia, atualizando, em caso de necessidade, as previsões agora apresentadas por forma a minimizar desvios.

A revisão destes pressupostos tem como consequência uma diminuição dos proveitos permitidos da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema de 19.954 milhares de euros no conjunto das regiões autónomas (8.021 milhares de euros na RAA e 11.933 milhares de euros na RAM).

Conforme explicitado pela ERSE, este decréscimo resulta da diminuição dos custos com aquisição dos combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) que supera o acréscimo dos custos com a aquisição de licenças de CO₂, com a seguinte desagregação:

- a) Fuelóleo: -19.733 milhares de euros (-10.852 milhares de euros na RAA e -8.881 milhares de euros na RAM);
- b) Gasóleo: -1.351 milhares de euros (-1.179 milhares de euros na RAA e -172 milhares de euros na RAM);
- c) Gás natural: -7.751 milhares de euros (apenas na RAM);
- d) Licenças de emissão CO₂: +8.881 milhares de euros (+4.010 milhares de euros na RAA e
- e) +4.871 milhares de euros na RAM).

Não obstante o decréscimo dos proveitos permitidos, a alteração das tarifas de venda ao cliente final nas regiões autónomas resultante desta revisão tarifária excepcional impacta no montante de convergência tarifária observado, uma vez que a diminuição dos proveitos permitidos é menor do que a diminuição do montante de TVCF que se prevê faturar nessas regiões.

Desta forma, o CT constata que os custos com a convergência tarifária das regiões autónomas na proposta em apreço, suportados, quer pelos clientes do continente, quer pelos clientes das regiões autónomas, apresentam um acréscimo de 12.040 milhares de euros relativamente ao considerado nas tarifas de 2023 em vigor (7.331 milhares de euros na RAA e 4.708 milhares de euros na RAM).

D. TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JULHO DE 2023

De acordo com a ERSE, na presente proposta não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, sendo as restantes tarifas estabelecidas com base na nova estimativa de proveitos para o ano de 2023, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia.

Ainda segundo a ERSE, estas tarifas permitem recuperar, no segundo semestre, metade da nova estimativa de custos para 2023. De notar que os desvios que permaneçam do primeiro semestre, bem como eventuais desvios do segundo semestre, serão recuperados/devolvidos via ajustamentos tarifários nos exercícios dos próximos dois anos. O CT faz notar que o diferencial entre o preço de referência atualizado para o ano e o preço de mercado a ocorrer no segundo semestre afetará os desvios totais do ano a transportar para o ano seguinte, incluindo os relativos ao primeiro semestre.

D.1 Tarifa de energia

1. A estrutura dos preços da tarifa de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurarem a recuperação dos proveitos permitidos em 2023 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.



- Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023».
- Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, são apresentados no quadro seguinte:

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Energia

| ENERGIA | | PREÇOS |
|------------------|-----------------------|---------|
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 0,1874 |
| | Horas cheias | 0,1770 |
| | Horas de vazio normal | 0,1531 |
| | Horas de super vazio | 0,1371 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 0,1725 |
| | Horas cheias | 0,1685 |
| | Horas de vazio normal | 0,1491 |
| | Horas de super vazio | 0,1450 |

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 99

- Os preços da tarifa de Energia convertidos por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN apresentam-se no Quadro 4-18:

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias

| PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|----------------------|-------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Energia ativa EUR/kWh | | | | | | | |
| | | Períodos I e IV | | | | Períodos II e III | | | |
| | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| BTN> | 3 | 0,2143 | 0,2005 | 0,1652 | | 0,2143 | 0,2005 | 0,1652 | |
| BTN< tri-horárias | 3 | 0,2141 | 0,2004 | 0,1653 | | 0,2141 | 0,2004 | 0,1653 | |
| BTN bi-horárias | 2 | 0,2042 | | 0,1653 | | 0,2042 | | 0,1653 | |
| BTN simples | 1 | 0,1904 | | | | 0,1904 | | | |

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 99

- No que se refere aos parâmetros βt e μt , previstos no artigo 162.º do RT, mantêm-se os valores em vigor no 1º semestre de 2023: $\beta t = 0,5$; $\mu t = 0,01$ €/kWh.
- A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das TTVCF, da TS e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo.
- De igual modo, a referida atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das TVCF, incluindo a TS, e da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica.
- As tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas tendo em conta a informação recolhida até ao final do mês de novembro de 2022, considerando um preço estimado de energia elétrica de cerca de



213 EUR/MWh, que, de acordo com a ERSE, se tem revelado acima do verificado nos primeiros meses já fechados de 2023 e do que se perspectiva para o resto do ano.

6. No âmbito do mecanismo de adequação da tarifa de energia ao custo de aquisição de energia elétrica previsto para o comercializador de último recurso (CUR), a revisão da tarifa de Energia fixa-se em -5 EUR/MWh, a 1 de abril do corrente ano, o que, segundo o regulador, para além de ser insuficiente em termos de magnitude, também o é em termos de âmbito tarifário.
7. O CT reitera a necessidade da revisão do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor, para que deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.

D.2 Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS)

A tarifa UGS é composta por duas parcelas: UGS I e UGS II.

As quantidades de energia consideradas na tarifa UGS a aplicar pelo ORT ao ORD em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT e as quantidades da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I da tarifa de UGS está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário. O CT constata que a atual revisão extraordinária não altera os valores atualmente em vigor desta tarifa, o que se justifica pela manutenção das condições que a afetam.

Quadro 4-3 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

| USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I | PREÇOS |
|-----------------------------------|---------|
| Energia ativa | EUR/kWh |
| Horas de ponta | 0,0008 |
| Horas cheias | 0,0008 |
| Horas de vazio normal | 0,0008 |
| Horas de super vazio | 0,0008 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 88

Preços da parcela I da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023:

Quadro 4-6 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

| USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I | PREÇOS |
|-----------------------------------|---------|
| Energia ativa | EUR/kWh |
| Horas de ponta | 0,0009 |
| Horas cheias | 0,0009 |
| Horas de vazio normal | 0,0009 |
| Horas de super vazio | 0,0009 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág.90



A tarifa UGS II é determinada de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes.

Esta portaria abrange os seguintes CIEG:

- o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos,
- o diferencial de custo com as centrais com CAE,
- os CMEC,
- os encargos com a garantia de potência,
- o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas (RA),
- os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008,
- os custos de sustentabilidade,
- os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e,
- os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

O preço de referência de energia elétrica considerado tem um impacto direto nos diferenciais a estabelecer com a produção em regime especial (PRE) e com o diferencial de custo com as centrais com CAE. Assim, a evolução ao longo de 2023 dos preços de energia elétrica nos mercados, em relação aos estimados e considerados pela ERSE aquando da fixação de tarifas em dezembro de 2022, motiva uma redução significativa dos valores a devolver ao sistema, provenientes destas duas rubricas.

Nesta revisão excepcional verifica-se um decréscimo do valor a devolver da tarifa UGS II a aplicar às entregas do ORT ao ORD em MT e AT, face aos valores em vigor de (-)0.0121 Eur/kWh, como indica a parcela II da tarifa UGS do quadro abaixo:

Quadro 4-4 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

| USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II | PREÇOS |
|------------------------------------|---------|
| Energia ativa | EUR/kWh |
| Horas de ponta | -0,0029 |
| Horas cheias | -0,0029 |
| Horas de vazio normal | -0,0029 |
| Horas de super vazio | -0,0029 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 88

- **Medidas de contenção tarifária**

Na tarifa UGS II são incluídas as medidas de contenção tarifária e cuja repartição se encontra estabelecida através de despacho governamental. Para 2023, estas verbas foram consideradas na fixação de tarifas ocorrida em dezembro e não sofrem alteração na presente proposta de revisão.



O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, estabelece a afetação global de 493.493.000,00 euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2023.

Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022, estabelece a afetação de 500.000.000,00 euros adicionais, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2023.

Estes valores devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte:

Quadro 4-8 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2023

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> |
|-------------------------------------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Deduções PRE Renovável _j | 7,81% | 23,96% | 51,47% | 11,17% | 5,59% |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 92

O CT verifica que esta alocação, considerada para a fixação de tarifas de dezembro, se mantém na presente revisão.

- **Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

Os fatores de modulação dos CIEG por período horário (ver quadro abaixo) revelam uma modulação constante por todos os períodos horários.

Quadro 4-10 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $K_{p_i}^{CIEG}$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| $K_{c_j}^{CIEG}$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |

ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 93

A ERSE justifica que a opção por uma modulação uniforme assegura a estabilidade tarifária e consistência dos preços das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia, tendo em conta também o pagamento pela potência média em horas de ponta, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023.

O CT concorda com o critério adotado, entendendo adequado que o sinal de modulação relativo à componente de CIEG seja neutro, garantindo que esse sinal decorra da modulação introduzida na tarifa de uso de rede.

- **Parâmetro α**

Para definição do parâmetro α , previsto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, a ERSE propõe os seguintes valores:

Quadro 4-11 - Parâmetros α

| | α |
|---------------------|----------|
| CAE | 0,323 |
| PRE (não DL90/2006) | 0,323 |
| Outros CIEG | 0,000 |

ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág.93

Este parâmetro tem a função de distribuir a imputação dos CAE e PRE (não DL 90/2006) a incluir na rúbrica de potência contratada (α) e energia ativa ($1-\alpha$). O CT constata que a ERSE propõe a alteração deste parâmetro (atualmente de 0.13) que, na prática, permitirá manter os valores de CIEG a incluir na potência contratada para todos os níveis de tensão, afetando apenas as tarifas de energia ativa.

O CT está de acordo com este racional.

- **Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

A repartição de CIEG proposta para o 2º semestre de 2023 é a que se apresenta no quadro seguinte:

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento ²⁵

| Unidades: milhões de euros | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN≤ | TOTAL |
|--|--------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|-----------------|
| Diferencial de custo PRE (DL90/2006) | -77,6 | -238,1 | -515,2 | -116,8 | -65,8 | -934,9 | -1 948,4 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | 1,8 | 5,4 | 12,5 | 3,0 | 1,9 | 23,3 | 47,8 |
| Diferencial de custo dos CAE | -4,8 | -12,9 | -37,5 | -11,9 | -11,5 | -362,0 | -440,6 |
| CMEC | 1,2 | 2,6 | 11,1 | 3,9 | 4,2 | 64,0 | 87,1 |
| Garantia de potência | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Diferencial de custo das RA | 12,8 | 39,1 | 84,2 | 18,3 | 9,2 | 95,3 | 258,9 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 6,6 | 20,3 | 43,7 | 9,5 | 4,8 | 49,4 | 134,3 |
| Ajust. de aquisição de energia | 10,0 | 30,6 | 65,9 | 14,3 | 7,2 | 74,6 | 202,7 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,0 | -0,1 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | -0,6 |
| Terrenos | 0,6 | 1,8 | 4,0 | 0,9 | 0,4 | 4,5 | 12,2 |
| PPEC | 0,3 | 0,8 | 1,7 | 0,4 | 0,2 | 1,9 | 5,1 |
| TOTAL | -49,1 | -150,4 | -329,8 | -78,4 | -49,4 | -984,2 | -1 641,4 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 94

O volume dos CIEG previsto inicialmente para 2023, a devolver às tarifas, representava um benefício líquido para o SEN, num total de 3 730.9 M€. A presente proposta atualiza este valor para 1 641.4 M€, o que corresponde a uma redução de 2 089.8 M€. A tabela seguinte estabelece a comparação desagregada de CIEG entre as tarifas em vigor e a atual proposta de revisão:



| CIEG, em milhões de Euros | 1. Tarifas 2023 | 2. Revisão extraordinária | Diferença (2-1) |
|---------------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|
| Diferencial PRE (DL90/2006) | - 3 466.7 | -1 948.4 | 1 518.3 |
| Diferencial PRE (não DL90/2006) | -94.5 | 47.8 | 142.3 |
| Diferencial custo CAE | -878.0 | -440.6 | 437.4 |
| CMEC | 87.1 | 87.1 | 0.0 |
| Garantia de potência | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Diferencial custo das RA | 246.9 | 258.9 | 12.0 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 134.3 | 134.3 | 0.0 |
| Ajust. de aquisição de energia | 223.2 | 202.7 | -20.5 |
| Diferencial extinção TVCF | -0.6 | -0.6 | 0.0 |
| Terrenos | 12.2 | 12.2 | 0.0 |
| PPEC | 5.1 | 5.1 | 0.0 |
| Total | -3 730.9 | -1 641.4 | 2 089.8 |

Tabela 1 Comparação CIEG entre tarifas em vigor e revisão extraordinária (elaboração do CT)

O CT constata o impacto significativo desta redução, justificado pelas variações das rubricas relativas aos diferenciais PRE e CAE, que motivará uma diminuição dos valores a devolver ao conjunto dos clientes através das tarifas e, na mesma medida, um aumento do valor total em fatura a imputar ao conjunto dos clientes em mercado.

Relativamente às tarifas em vigor, a atual proposta altera os critérios de distribuição dos CIEG relativos ao diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e ao diferencial de custo com os CAE:

Quadro 4-9 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|------------------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| RA _j | 4,945% | 15,105% | 32,532% | 7,079% | 3,549% | 36,790% |
| CAE _j | 0,941% | 2,874% | 6,508% | 1,840% | 1,543% | 86,295% |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 92

A ERSE justifica que esta opção é a “que melhor promove a estabilidade tarifária, ao assegurar variações semelhantes nas tarifas finais dos clientes (designadas por tarifas aditivas) entre junho e julho de 2023 para a generalidade dos tipos de fornecimentos”.

O CT compreende este princípio, entendendo que as decisões de imputações de RA e CAE devem promover uma repartição total de CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à repartição total de CIEG determinada nas tarifas ainda em vigor.

Baseado neste quadro, bem como na caracterização da procura para 2023, foi possível construir o quadro infra que compara o diferencial de custos pelos diferentes níveis de tensão:



Quadro 4-13 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

| Unidades: EUR/MWh | MAT | | | AT | | | MT | | | BTE | | | BTN> | | | BTN< | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio | Ponta | Cheias | Vazio |
| Diferencial de custo PRE (DL90/2006) | -35,1 | -35,1 | -35,1 | -35,3 | -35,3 | -35,3 | -35,4 | -35,4 | -35,4 | -36,9 | -36,9 | -36,9 | -41,5 | -41,5 | -41,5 | -56,9 | -56,9 | -56,9 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 |
| Diferencial de custo dos CAE | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,3 | -1,7 | -1,7 | -1,7 | -2,9 | -2,9 | -2,9 | -15,7 | -15,7 | -15,7 |
| Garantia de potência | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Diferencial de custo das RA | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 | 5,8 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| Ajust. de aquisição de energia | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Terrenos | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| PPEC | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Total | -22,0 | -22,0 | -22,0 | -22,1 | -22,1 | -22,1 | -22,3 | -22,3 | -22,3 | -24,2 | -24,2 | -24,2 | -29,9 | -29,9 | -29,9 | -58,1 | -58,1 | -58,1 |

| Unidades: EUR/(kW.dia) | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| CMEC | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 | 0,00477 |
| Diferencial de custo dos CAE | -0,00779 | -0,00779 | -0,00779 | -0,00779 | -0,00779 | -0,00779 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | 0,00082 | 0,00082 | 0,00082 | 0,00082 | 0,00082 | 0,00082 |
| Total | -0,0022 | -0,0022 | -0,0022 | -0,0022 | -0,0022 | -0,0022 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 95

Para a energia ativa, os CIEG globais propostos na tarifa UGS são os seguintes, diferenciados por tipo de fornecimento: -22,0 Eur/MWh para MAT; -22,1 Eur/MWh para AT; -22,3 Eur/MWh para MT; -24,2 Eur/MWh para BTE; -29,9 Eur/MWh para BTN> e -58,1 Eur/MWh para BTN<.

Para a potência contratada, os CIEG imputados mantêm o valor atual, igual para todos os níveis de tensão: -0,0022 Eur/(kW.dia).

Relativamente às tarifas em vigor, o CT constata uma significativa redução de CIEG a devolver ao conjunto dos clientes.

Com base nos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento foi possível elaborar o quadro da parcela II da tarifa de UGS nos vários níveis de tensão e opções tarifárias a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023:

Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II | | | | | | | |
|--|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|----------------------|--|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Potência contratada EUR/(kW.dia) | Energia ativa EUR/kWh | | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio | |
| MAT | 4 | -0,0022 | -0,0213 | -0,0213 | -0,0213 | -0,0213 | |
| AT | 4 | -0,0022 | -0,0215 | -0,0215 | -0,0216 | -0,0216 | |
| MT | 4 | -0,0022 | -0,0217 | -0,0217 | -0,0217 | -0,0217 | |
| BTE | 4 | -0,0022 | -0,0235 | -0,0236 | -0,0236 | -0,0236 | |
| BTN> | 3 | -0,0022 | -0,0292 | -0,0293 | -0,0292 | | |
| BTN< tri-horárias | 3 | -0,0022 | -0,0574 | -0,0574 | -0,0574 | | |
| BTN bi-horárias | 2 | -0,0022 | -0,0574 | | -0,0574 | | |
| BTN simples | 1 | -0,0022 | -0,0574 | | | | |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 96

Resulta do quadro acima a inexistência de um efeito de modulação de consumo, sendo a parcela II da tarifa UGS, praticamente constante para cada nível de tensão e período horário.



Os preços da tarifa de UGS aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2023, apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA | | | | | | |
|---|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Potência contratada EUR/(kW.dia) | Energia ativa EUR/kWh | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | -0,0022 | -0,0205 | -0,0205 | -0,0205 | -0,0205 |
| AT | 4 | -0,0022 | -0,0206 | -0,0206 | -0,0207 | -0,0207 |
| MT | 4 | -0,0022 | -0,0208 | -0,0208 | -0,0208 | -0,0208 |
| BTE | 4 | -0,0022 | -0,0225 | -0,0226 | -0,0226 | -0,0227 |
| BTN> | 3 | -0,0022 | -0,0282 | -0,0283 | | -0,0283 |
| BTN< tri-horárias | 3 | -0,0022 | -0,0564 | -0,0564 | | -0,0565 |
| BTN bi-horárias | 2 | -0,0022 | | -0,0564 | | -0,0565 |
| BTN simples | 1 | -0,0022 | | | -0,0564 | |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”, Pág. 96

O CT regista a redução dos valores negativos das tarifas UGS propostos face aos atuais, e o seu efeito, que se refletirá expressivamente nos valores a faturar nos segmentos de consumo em mercado liberalizado.

D.3 Evolução das tarifas de acesso às redes (TAR)

As TAR a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas aos seus clientes resultam da adição das tarifas de OLMC, UGS, URT e URD. A estrutura de preços das TAR a aplicar em 2023 é condicionada de forma significativa pela evolução da parcela II da tarifa de UGS, sendo apenas esta parcela que sofre atualização na presente revisão tarifária.

Com a atual revisão, continua a observar-se uma redução das TAR face a 2022, embora inferior à da decisão de dezembro de 2022.

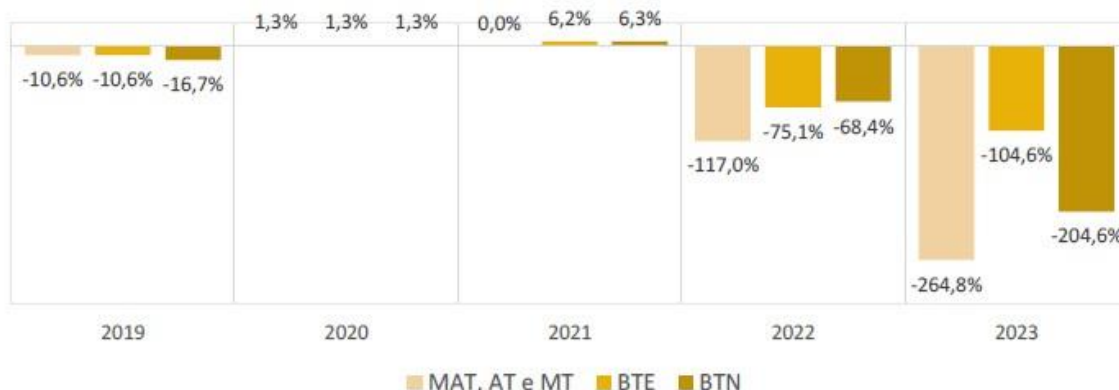
Uma vez que a tarifa UGS apenas é repercutida através da energia ativa e da potência contratada, esta não condiciona os preços de potência em horas de ponta nem os preços de energia reativa. Não sendo revistas as tarifas de uso da rede de transporte e da rede de distribuição, os preços de potência em horas de ponta e de energia reativa mantêm-se idênticos aos atualmente em vigor.

Nesta proposta são igualmente mantidos os preços de potência contratada, concentrando todo o aumento das TAR nos preços de energia. Para este resultado, o CT constata e subscreve que a ERSE tenha optado por incluir as variações de CIEG, que afetam a UGS II, nos preços de energia e manter os valores incorporados nos termos de potência contratada.

As variações médias anuais 2019-2023, impactadas pela atualização para o segundo semestre de 2023, encontram-se refletidas na tabela seguinte:



Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”,

A variação atualizada de TAR para 2023 face a 2022, por nível e de tensão e tipo de fornecimento é seguinte:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Tarifas de Acesso às Redes | -354,1% | -300,3% | -226,2% | -104,6% | -204,6% |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”

A comparação por atividade entre 2023 e 2022 é a seguinte:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023

| | Variação 2023/2022 |
|--|--------------------|
| Tarifa de Energia | 53,3% |
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | -20,4% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | -236,4% |
| Tarifas de Uso de Redes | 2,0% |
| Uso da Rede de Transporte | 7,6% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | -0,5% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | -0,6% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | 1,1% |
| Tarifas de Comercialização | -13,5% |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excepcional”,

Para além das variações médias anuais, o CT releva as variações ocorridas entre primeiro e o segundo semestres de 2023:



| Nível de tensão/tipo fornecimento | TAR 1º semestre 2023 Eur/MWh | TAR 2º semestre 2023 Eur/MWh | Variação Eur/MWh |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------|
| MAT | -51.6 | -17.9 | 33.7 |
| AT | -47.3 | -13.7 | 33.6 |
| MT | -36.4 | -2.5 | 33.9 |
| BTE | -18.9 | +16.8 | 35.7 |
| BTN> | -17.1 | +23.5 | 40.6 |
| BTN< | -75.5 | -7.6 | 67.9 |
| Média | -51.3 | -4.5 | 46.8 |

Varição de médias de TAR entre os 1º e 2º semestres 2023 (elaboração CT)

Estas variações decorrem apenas da alteração de CIEG/UGS II, uma vez que as restantes rúbricas não sofreram alterações. Apesar da UGS II contribuir com valores negativos para todos os segmentos, nos casos da BTE e BTN> o valor médio das TAR para o segundo semestre passa a tomar valores positivos, o que resulta da incorporação dos restantes termos (OLMC, URT, URD e UGS I).

Tendo presente as motivações desta revisão, o CT realça o impacto que as alterações poderão provocar no conjunto dos clientes em mercado.

Nos segmentos domésticos em mercado, a revisão de tarifas poderá resultar num aumento do esforço das famílias, já pressionadas pelos efeitos da inflação. No caso dos clientes empresariais, em particular da indústria, implicará a revisão dos pressupostos considerados para os seus custos de produção, com a inerente perda de competitividade. A possível alteração dos valores desta proposta, aquando da fixação definitiva de tarifas, é ainda um fator adicional de incerteza para os vários agentes do SEN.

O CT tem ainda presente a expectativa gerada aos vários segmentos de clientes decorrente dos anúncios governamentais realizados aquando da discussão da proposta de tarifas para 2023. De facto, dos valores anunciados resultaram medidas mitigadoras de 1057,9 milhões de Euros, sendo as restantes verbas fruto de estimativas de saldos gerados pelo próprio SEN e que se viram agora consideravelmente reduzidas em consequência da diminuição do preço da energia.

Este cenário confirma a preocupação manifestada pelo CT no Parecer emitido aquando da proposta de tarifas para 2023, no sentido de as variações que ocorressem nos mercados de eletricidade e de gás poderem motivar alterações significativas nos valores das TAR, colocando em causa as expectativas geradas aos vários segmentos de consumidores, decorrentes de anúncios governamentais realizados à data.

Caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais, a pressão gerada pelos desvios tarifários ocorridos em 2023, com impactes no exercício de 2024, será superior.

D.4 Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis aos ORD/CUR BT

1. As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte em AT (URT AT) e uso da rede de distribuição em AT (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em MT (URD MT), adicionada da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.



2. O CT destaca o facto de a ERSE com esta tarifa de Acesso às Redes implementar um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e conseqüentemente a sua devolução ao ORD em MT e AT. Igualmente entende o CT de relevar que os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir o diferencial de preços entre a tarifa UGS em BT, ajustada para perdas para a rede em MT, e a tarifa de UGS em MT.
3. O CT regista positivamente que a ERSE, na elaboração da atual proposta de tarifas e preços, tenha tido em consideração a minimização da possibilidade de ocorrência de margens operacionais negativas nas atividades exercidas pelos ORD BT.
4. Entende o CT que na elaboração das tarifas a ERSE deve atender à especificidade de um ORD BT não poder ser considerado um cliente final em MT, porquanto não controla diretamente o consumo dos seus consumidores.
5. Conforme o CT referiu no seu parecer de *“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”* a garantia de uma margem operacional positiva, por si só, não é garante de um equilíbrio económico-financeiro das atividades, pelo que reitera a recomendação que seja efetuada pela ERSE uma monitorização efetiva que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT.

D.5 Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis ao autoconsumo

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as TAR. O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.

Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao referido Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021, de 22 de outubro. Neste diploma, o Governo prorroga por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção. Em tudo o demais, mantém em vigor o previsto no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho.

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão/tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN, pelo que as deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados assumem o valor zero.

Com exceção dos preços da potência em horas de ponta e dos preços de energia em horas de ponta na BTN, os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo têm preços negativos, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, calculadas a partir das primeiras, também têm preços negativos.

O CT regista que à semelhança do 1º semestre, as tarifas específicas do autoconsumo continuam a beneficiar da imputação dos valores dos CIEG aplicáveis ao consumo.

D.6. Tarifas de acesso às redes (TAR) aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a figura de «Instalação de armazenamento», que corresponde a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à rede elétrica de serviço público (RESP) e não esteja associada a centro electroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo (UPAC), excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação de utilização.



As TAR a aplicar às instalações autônomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) correspondem ao valor das TAR aplicáveis ao consumo deduzidas dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

Tal como no semestre anterior, a partir de 1 de julho de 2023, para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, os CIEG têm sinal negativo, pelo que não acarretam encargos. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas.

O CT regista, assim, que as TAR a aplicar às instalações de armazenamento são idênticas, para todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento, às TAR aplicáveis ao consumo.

D.7 Tarifas clientes eletrointensivos

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional, e que cumpram determinados requisitos e obrigações.

A obtenção desse estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no citado diploma legal, entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que veio regulamentar o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos e de obrigações onde se inclui, entre outros, a instalação de deslastre automático de consumos e implementação de sistemas de gestão de energia auditáveis e certificados.

Decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam as seguintes relativas às TAR:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica, redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de UPAC), isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de UGS.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, veio ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE;
- para o autoconsumo, aplicam-se as TAR aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total de CIEG estabelecida.

Na atual revisão tarifária, a aplicar no segundo semestre de 2023, para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), os CIEG têm sinal negativo, pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidas no âmbito do ECE serão nulas.



Quadro 4-31 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações com estatuto de cliente eletrointensivo

| CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO | | | | | |
|---|-------------------------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | Potência contratada EUR/(kW.dia) | Energia ativa EUR/kWh | | | |
| | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| AT | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| MT | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

Fonte: ERSE “Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – Fixação Excecional”

Nesse sentido, o CT constata que as TAR a aplicar aos ECE são iguais às aplicadas aos restantes clientes do mesmo nível de tensão.

D.8 Tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica

No que tange às tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica, a presente proposta de revisão tarifária impacta nas TAR aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos e nas tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

D.8.1 Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

As TAR para a Mobilidade Elétrica propostas para o segundo semestre de 2023 contemplam a seguinte evolução face às tarifas em vigor:

| Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|---------|----------------|----------------|--------------------|---------------------|---------|---------|-----------|--|--|
| Energia ativa em BT | | | T2023 Dez 2022 | T2023 Jun 2023 | | Energia ativa em MT | | | | | |
| Preço | | | (EUR/kWh) | | | Preço | | | (EUR/kWh) | | |
| Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,0189 | 0,0868 | 359,26% | Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,0044 | 0,0576 | 1209,09% | | |
| | Horas cheias | -0,0862 | -0,0182 | 78,89% | | Horas cheias | -0,0999 | -0,0466 | 53,35% | | |
| | Horas de vazio | -0,1125 | -0,0446 | 60,36% | | Horas de vazio | -0,1160 | -0,0628 | 45,86% | | |
| Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | -0,0635 | 0,0045 | 107,09% | Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | -0,0772 | -0,0239 | 69,04% | | |
| | Horas de vazio | -0,1125 | -0,0446 | 60,36% | | Horas de vazio | -0,1160 | -0,0628 | 45,86% | | |

Fonte: TeP2023, pág. 147, e Proposta TeP2023 Fixação Excecional, pág. 126 e 127

O CT regista que as TAR aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam um aumento acentuado face às tarifas em vigor, o que se encontra em linha com as restantes tarifas de acesso.

D.8.2 Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM

As Tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, propostas para o segundo semestre de 2023, apresentam, face às tarifas em vigor, a evolução constante da tabela seguinte:



| TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA | | | | | | | | | |
|---|---------------------|----------------|----------------|---------|----------------------|---------------------|----------------|----------------|---------|
| Energia ativa na RAM | | | | | Energia ativa na RAA | | | | |
| | | T2023 Dez 2022 | T2023 Jun 2023 | | | | T2023 Dez 2022 | T2023 Jun 2023 | |
| Preço | | (EUR/kWh) | | | Preço | | (EUR/kWh) | | |
| Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,3025 | 0,2200 | -27,27% | Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,3025 | 0,2200 | -27,27% |
| | Horas cheias | 0,2835 | 0,2062 | -27,27% | | Horas cheias | 0,2835 | 0,2062 | -27,27% |
| | Horas de vazio | 0,2348 | 0,1711 | -27,13% | | Horas de vazio | 0,2348 | 0,1711 | -27,13% |
| Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,2888 | 0,2100 | -27,29% | Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,2888 | 0,2100 | -27,29% |
| | Horas de vazio | 0,2348 | 0,1711 | -27,13% | | Horas de vazio | 0,2348 | 0,1711 | -27,13% |

Fonte: TeP2023, pág. 149 e 150, e Proposta TeP2023 Fixação Excepcional, pág. 129

O CT constata que a atualização em baixa da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas de Energia e Comercialização aplicadas à Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

D.9 Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

O CUR aplica as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN), encontrando-se extintas as tarifas transitórias em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

Em janeiro de 2023, entraram em vigor as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, através da Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro. Recentemente, com a publicação da Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, foi efetuada uma atualização em baixa da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo CUR, com efeito nas TTVCF de BTN do mercado regulado a partir de 1 de abril de 2023.

A proposta excepcional de tarifas para o segundo semestre de 2023 encerra, por sua vez, nova revisão em baixa da TE do MR, a qual é anulada pela revisão em alta da Tarifa de UGS, com as TTVCF de BTN a manterem-se inalteradas de junho para julho de 2023.

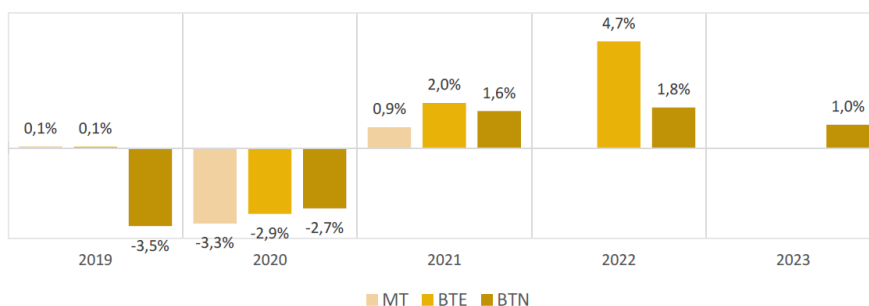
O CT observa, contudo, que considerando os valores médios anuais das tarifas (que têm em conta as atualizações trimestrais ocorridas em 2022 e 2023, a revisão excepcional de julho de 2022 e a fixação excepcional proposta para julho de 2023), as TTVCF de BTN registam uma variação de 1,0% de 2022 para 2023:

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

| | Variação anual 2023 / 2022 | Variação Jul 2023/Jun 2023 |
|-----|-------------------------------|-------------------------------|
| BTN | 1,0% | 0,0% |

Fonte: ERSE, pág.6 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, pág.7 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

D.10 Tarifas a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

Encontrando-se extintas as TTVCF de MAT, AT, MT e BTE, aos clientes destes níveis de tensão que continuem a ser fornecidos pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo é aplicada uma tarifa de venda a clientes finais que resulta da soma da TE, da tarifa de Comercialização e da TAR do respetivo nível de tensão.

Adicionalmente, às compras e vendas de energia entre o CUR e os CUR exclusivamente em BT é igualmente aplicada uma tarifa aditiva, resultante da soma das várias tarifas reguladas por atividade.

Em consequência da aditividade tarifária, a fixação excepcional da TE e da tarifa de UGS proposta pela ERSE determina a revisão das tarifas a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo, aos clientes de MAT, AT, MT e BTE, bem como aos CUR a atuar exclusivamente em BT.

D.11 Tarifas de venda a clientes finais (TVCF) (Regiões Autónomas)

Na RAA, em termos médios entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 50,4%, 32,5% e 1,2% para os clientes em MT, BTE e BTN.

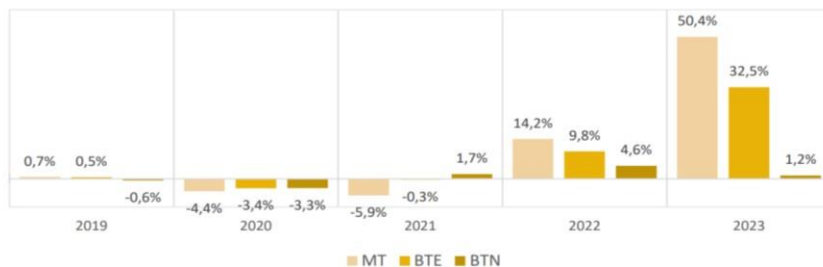
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores

| | Variação anual 2023 / 2022 | Variação Jul 2023/ Jun 2023 |
|-----|-------------------------------|--------------------------------|
| MT | 50,4% | -14,1% |
| BTE | 32,5% | -13,5% |
| BTN | 1,2% | -1,3% |

Fonte: ERSE, pág.8 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”



Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos

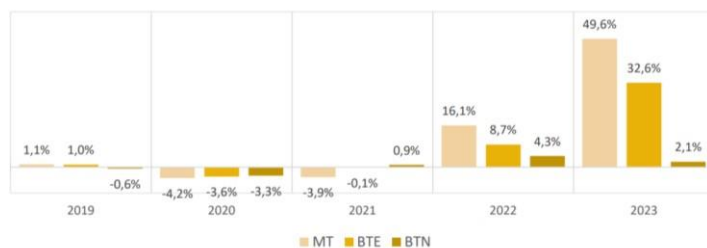


Fonte: ERSE, pág.9 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Na RAM, em termos médios entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 49,6%, 32,6% e 2,1% para os clientes em MT, BTE e BTN.

Fonte: ERSE, pág.9 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, pág.10 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023”

À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2023, que apresentam um desconto de 33,8%, sendo os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas idênticos aos aplicáveis em Portugal continental.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas RA os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente.

A convergência tarifária nas RA é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental. Ainda assim, a tarifa aditiva só se aplica diretamente caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE.

Perante as condições atípicas subjacentes à definição das Tarifas, nomeadamente das TAR, a ERSE opta por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários (nível de tensão e tipo de fornecimento) que, segundo o regulador, dá maiores garantias para se poder prosseguir o processo de convergência tarifária nos próximos anos. Os valores máximos definidos na proposta de Tarifas de julho a dezembro de 2023 constam no quadro seguinte:



| Região | Nível | Variação tarifária média Jul 2023 / Jun 2023 | Variação máxima por preço Jul 2023 / Jun 2023 |
|----------------------------|-------|---|--|
| Portugal continental | BTN | 0,0% | 0,0% |
| Região Autónoma dos Açores | MT | -14,1% | -14,1% |
| | BTE | -13,5% | -13,5% |
| | BTN | -1,3% | -1,3% |
| Região Autónoma da Madeira | MT | -14,1% | -14,1% |
| | BTE | -13,5% | -13,5% |
| | BTN | -1,5% | -1,5% |

Fonte: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023, pág. 199

Em resultado das opções tomadas pelo Regulador, justificadas pela conjuntura, em 2023 a convergência tarifária em termos médios é apenas assegurada globalmente para cada Região Autónoma. Essa convergência não se verifica por nível de tensão (MT, BTE e BTN) nem preço-a-preço.

O CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo e atípico, recomenda que a ERSE prossiga o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, face à tarifa aditiva e o processo de convergência siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.

A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA representa o custo da convergência tarifária, o qual é repercutido anualmente na tarifa de UGS, aplicando-se a todos os clientes em território nacional. Em média, os preços da tarifa aditiva são mais baixos do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das regiões autónomas.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas TVCF nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2023 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas.

Caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das RA assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Sem convergência | Com convergência |
|------------------------------------|------------------|------------------|
| Região Autónoma dos Açores | 113,1% | 17,5% |
| Região Autónoma da Madeira | 109,7% | 16,2% |

Fonte: ERSE, pág.11 da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023

D.12 Tarifa Social

1. A tarifa social de energia é uma medida de apoio social que consiste na aplicação automática de um desconto na tarifa de acesso às redes de eletricidade em baixa tensão e/ou de gás natural em baixa pressão, refletido pelos comercializadores na fatura da eletricidade e/ou de gás natural, independentemente dos clientes estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
2. O Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2023, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.



3. A ERSE apresenta a previsão do número de beneficiários com tarifa social em 2023 e o montante do desconto revisto a vigorar a partir de 1 de julho de 2023. O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2023, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

Quadro 4-45 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto

| | N.º de clientes beneficiários de tarifa social | Desconto (Mil €) |
|----------------------|--|------------------|
| Portugal continental | 811 929 | 118 986 |
| RA Açores | 19 587 | 3 203 |
| RA Madeira | 21 229 | 3 431 |

FONTE: ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023” Página 148

4. Na presente proposta, foi apresentada, além da previsão do número de beneficiários com tarifa social, a previsão dos custos com os descontos da tarifa social publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023.
5. O CT regista uma redução dos custos com tarifa social a financiar durante o ano 2023, devido à nova previsão que passa de 129,3M€ para 125,6M€. No quadro abaixo apresenta-se a atualização dos valores previsionais dos custos com a TS para cada região.

Quadro 3-12 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

(valores publicados em dezembro de 2022 e revistos para publicação em junho de 2023)

Unidade: 10³ EUR

| | T2023 (Dez 2022) | T2023 (Jun 2023) | Diferença T2023 (Jun 2023) - T2023 (Dez 2022) |
|---|------------------|------------------|---|
| Desconto previsto por aplicação da tarifa social | 129 364 | 125 621 | -3 743 |
| Portugal Continental | 122 532 | 118 986 | -3 546 |
| Região Autónoma dos Açores | 3 302 | 3 203 | -99 |
| Região Autónoma da Madeira | 3 530 | 3 431 | -99 |

FONTE: ERSE, “Proposta de tarifas e preços para energia elétrica de julho a dezembro de 2023” – Fixação excepcional – Página 55

6. Para efeitos do financiamento e atendendo aos períodos em que as tarifas são aplicadas, o valor a considerar entre janeiro e junho de 2023 deverá ser metade do previsto na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, enquanto entre julho e dezembro de 2023 o valor a considerar deverá ser metade do previsto na presente proposta.



- Atenta a importância e o impacto da tarifa social, nomeadamente no combate à pobreza energética, o CT insta a ERSE a manter e a reforçar o acompanhamento desta medida social.
- Os ajustamentos de 2021 e 2022 do financiamento dos custos com a tarifa social, anteriormente determinados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, não sofrem alterações, encontrando-se os mesmos incorporados nos montantes a financiar de janeiro a dezembro de 2023 abaixo apresentados.

Quadro 3-13 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 a financiar em 2023

Unidade: 10⁶ EUR

| | | Continente | RA Açores | RA Madeira | Total |
|-------------------------|--|------------|-----------|------------|---------|
| (1a) | Custos previsionais tarifa social de Jan-Jun 2023 (Dez 2022) | 61 266 | 1 651 | 1 765 | 64 682 |
| (1b) | Custos previsionais tarifa social de Jul-Dez 2023 (Jun 2023) | 59 493 | 1 602 | 1 716 | 62 810 |
| (1) = (1a) + (1b) | Custos previsionais tarifa social de 2023 | 120 759 | 3 253 | 3 480 | 127 492 |
| (2) | Ajustamento custos tarifa social de 2021 | -7 409 | 556 | 51 | -6 802 |
| (3) | Ajustamento custos tarifa social de 2022 | -2 846 | 207 | -43 | -2 681 |
| (1) + (2) + (3) | TOTAL custos com tarifa social a financiar em 2023 | 110 505 | 4 016 | 3 489 | 118 009 |

FONTE: ERSE, “Proposta de tarifas e preços para energia elétrica de julho a dezembro de 2023” – Fixação excepcional – Página 56

- Esta proposta de revisão excepcional das tarifas de 2023 não contempla a alocação dos valores do financiamento da tarifa social, nomeadamente os decorrentes da Consulta de Interessados n.º 9/2022, por este regime se encontrar em revisão, pelo que a ERSE aguarda pela definição do novo regime para poder, em definitivo, aprovar e publicar esses valores.
- O CT relembra que se pronunciou sobre a referida Consulta, reforçando que o modelo de financiamento vigente em Portugal, assente nos titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e nos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, é único no plano europeu e não corresponde às orientações da Comissão Europeia, da Agência Internacional de Energia (IEA) e das posições da própria ERSE, as quais recomendam preferência pelo financiamento público deste mecanismo de apoio social.
- Por este motivo e face às inúmeras recomendações a este respeito, o CT insta a ERSE a tomar medidas assertivas junto do Governo no sentido da revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia.

E. TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN

A presente revisão tarifária excepcional implica alterações nos montantes a transferir entre os agentes do SEN no 2.º semestre de 2023, nomeadamente as referentes à Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial, aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, aos custos com a tarifa social, ao diferencial de custo da produção em regime especial e aos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.

Mantêm-se inalteradas as demais transferências publicadas na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2022, nomeadamente as referentes às titularizações de dívida tarifária, a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos diferentes créditos.

Com a atualização referida, o CT constata que os valores mensais a pagar ou receber pela REN de julho a dezembro de 2023 são os seguintes:



- Recebimento de 36.713.037 euros mensais da REN Trading referentes aos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial;
- Pagamento de 10.393.936 euros mensais à EDA e de 11.185.127 euros mensais à EEM referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira, respetivamente;
- Pagamento de 330.518 euros mensais à EDA e de 286.653 euros mensais à EEM relativos aos custos a suportar por estas empresas com o desconto da tarifa social em 2023 em cada uma das regiões. Incorpora os ajustamentos de 2022 e 2021, cujos montantes não sofreram alterações;
- Pagamento de 9.060.958 euros mensais à E-REDES relativos aos custos a suportar com o desconto da tarifa social em 2023 em Portugal continental. Incorpora os ajustamentos de 2022 e 2021, cujos montantes não sofreram alterações.

O CT constata que continua por publicar a identificação das entidades e respetivos valores que ao abrigo do Decreto lei 15/2022, de 14 de janeiro, devem financiar a tarifa social, continuando a ERSE apenas a publicar as estimativas dos descontos a efetuar pelos operadores das redes de distribuição e as transferências do operador da rede de transporte para os ORDs, não estando a ser cumprido o estipulado no artigo 199.º do referido Decreto-lei segundo o qual *“os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor, independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA.”* e que *“compete à ERSE garantir o cumprimento pelos centros eletroprodutores do pagamento dos custos da tarifa social”*.

O CT reforça que a ERSE deve fazer uso das competências que lhe foram atribuídas e proceder, quanto antes, à publicação da lista dos financiadores e respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo que permita o cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos.

Verifica também o CT que a ERSE atualizou os valores mensais a transferir de julho a dezembro de 2023 entre a E-REDES e a SU Eletricidade e que estão identificados no quadro seguinte:

Unidade: EUR

| | Diferencial de custo com a aquisição à PRE | Devolução de créditos aos consumidores | Sustentabilidade mercados | 50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009 | Total |
|----------|--|--|---------------------------|---|--------------|
| Julho | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |
| Agosto | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |
| Setembro | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |
| Outubro | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |
| Novembro | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |
| Dezembro | -217 429 196 | -46 558 | 16 889 359 | -7 610 | -200 594 005 |

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da SU Eletricidade para a E-REDES.

Fonte: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2023, pág. 158

F. ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

F.1 Generalidades

A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE, sendo este o principal fator determinante desta proposta de revisão excecional de proveitos permitidos. A dependência entre o preço grossista de eletricidade e os preços de outras *commodities*, designadamente o petróleo, as licenças de emissão de CO₂ e,



principalmente, o gás natural, reforçada com o mecanismo ibérico de controlo de preços, justifica esta revisão excepcional no sentido de refletir a atualização desses preços.

A diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas tem um efeito em sentido contrário nos montantes dos CIEG e, conseqüentemente, nas TAR.

Conforme referido anteriormente, as tarifas de 2023 em vigor têm implícito um preço estimado da energia elétrica para 2023 de cerca de 213,3 €/MWh, valor substancialmente acima do verificado no primeiro trimestre e do que se perspetiva para o resto do ano.

Por fim, na presente proposta não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, sendo as restantes tarifas estabelecidas com base na nova estimativa de proveitos para o ano de 2023, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia.

F.2 Impactos

1. A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das TTVCF, da TS de Venda a Clientes Finais e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo. De igual modo, a referida atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das tarifas de venda a clientes finais, incluindo a tarifa social, e da tarifa de energia e comercialização aplicável à mobilidade elétrica.
2. As tarifas de energia elétrica para 2023 foram definidas, considerando um preço estimado de energia de cerca de 213 EUR/MWh, acima do verificado nos primeiros meses já fechados de 2023 e do que se perspetiva para o resto do ano. O preço de referência de energia elétrica tem um impacto direto nos diferenciais a estabelecer com a produção em regime especial (PRE) e com o diferencial de custo com as centrais com CAE. Assim, a evolução ao longo de 2023 dos preços de energia elétrica nos mercados implica uma redução significativa dos valores a devolver ao sistema, provenientes destas duas rúbricas.
3. Com a atual revisão, continua a observar-se uma redução das TAR face a 2022, embora inferior à da decisão de dezembro de 2022.
4. Para além das variações médias anuais, as variações ocorridas entre o primeiro e o segundo semestres de 2023 serão as seguintes:

| Nível de tensão/tipo fornecimento | TAR 1º semestre 2023 Eur/MWh | TAR 2º semestre 2023 Eur/MWh | Varição Eur/MWh |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------|
| MAT | -51.6 | -17.9 | 33.7 |
| AT | -47.3 | -13.7 | 33.6 |
| MT | -36.4 | -2.5 | 33.9 |
| BTE | -18.9 | +16.8 | 35.7 |



| Nível de tensão/tipo fornecimento | TAR 1º semestre 2023 Eur/MWh | TAR 2º semestre 2023 Eur/MWh | Varição Eur/MWh |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------|
| BTN> | -17.1 | +23.5 | 40.6 |
| BTN< | -75.5 | -7.6 | 67.9 |

Variação de médias de TAR entre os 1º e 2º semestres 2023 (elaboração CT)

5. Nos segmentos domésticos em mercado, a revisão de tarifas poderá resultar num aumento do esforço das famílias. No caso dos clientes empresariais, em mercado, em particular da indústria, tal aumento implicará a revisão dos pressupostos considerados para os seus custos de produção, com a inerente perda de competitividade.
6. Caso não sejam adotadas medidas mitigadoras adicionais, a pressão gerada pelos desvios tarifários ocorridos em 2023, com impactes no exercício de 2024, será superior.
7. As TAR a aplicar aos clientes eletrointensivos manter-se-ão iguais às aplicadas aos restantes clientes do mesmo nível de tensão.
8. As tarifas de acesso aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam um aumento acentuado face às tarifas em vigor, o que se encontra em linha com as restantes tarifas de acesso.
9. A atualização em baixa da tarifa de energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas de energia e comercialização aplicadas à mobilidade elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
10. Considerando os valores médios anuais das tarifas (que têm em conta as atualizações trimestrais ocorridas em 2022 e 2023, a revisão excepcional de julho de 2022 e a fixação excepcional proposta para julho de 2023), as TTVCF de BTN observam uma variação de 1,0% de 2022 para 2023 e nula de junho para julho.
11. Na RAA, em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 50,4%, 32,5% e 1,2% para os clientes em MT, BTE e BTN. Considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -14,1% para os clientes em MT, de -13,5% para os clientes em BTE e de -1,3% para os clientes em BTN.
12. Na RAM, em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2022, verifica-se uma variação de 49,6%, 32,6% e 2,1% para os clientes em MT, BTE e BTN. Considerando os preços em vigor em junho de 2023, corresponde a reduções de -14,1% para os clientes em MT, de -13,5% para os clientes em BTE e de -1,5% para os clientes em BTN.

III RECOMENDAÇÕES

Neste Parecer o CT entende serem de explicitar as seguintes recomendações:

- Que a ERSE promova os leilões do CUR e de venda da PRE, em tempo útil e em volumes adequados, de modo que estes possam cumprir o objetivo de conferir maior previsibilidade e estabilidade ao processo tarifário, com a redução de valores dos desvios associados.



- Que, estando a ERSE a corrigir o ajustamento provisório de 2022 das várias atividades de CVEE (CVEE AC, CVEE PRE, CVEE FC), aproveite a oportunidade para integrar os valores definitivos reportados pelas empresas nas suas contas reguladas reais.
- Que, caso a ERSE considere não ser oportuno refletir nesta revisão excepcional a atualização do ajustamento provisório de 2022 das atividades de CVEE, que o quantifique e justifique no documento final, explicitando os valores do ajustamento das atividades de CVEE de 2022 que serão integrados no cálculo das tarifas de 2024, bem como o *spread* que lhe será aplicável, de forma a que, nos casos em que estes constituam créditos tarifários, as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, garantindo assim o seu equilíbrio económico-financeiro.
- Que a ERSE, para o segundo semestre, em relação aos perfis de aquisição da PRE incorpore as melhores estimativas possíveis do decréscimo relativamente ao preço de mercado da PRE, de forma a minimizar os desvios daí resultantes no proveito permitido da função de CVEE PRE do CUR.
- Que a ERSE efetue uma monitorização efetiva tendo em vista o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT, uma vez que a garantia de uma margem operacional positiva não é, por si só, garante de um equilíbrio económico-financeiro destas empresas reguladas.
- Que a ERSE faça uso das suas competências e proceda, quanto antes, à publicação da lista dos agentes do SEN financiadores da tarifa social, e dos respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo adequado ao cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos.
- Que a ERSE tome medidas assertivas junto do Governo no sentido da revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás, em cumprimento das diretrizes da legislação europeia.
- Que a ERSE, tendo em vista contribuir para o equilíbrio do mercado, considere a revisão do mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor. Nesta monitorização o desvio de referência deverá ser definido como valor percentual, em vez de variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto.
- Que no Comunicado de Imprensa a ERSE inclua as variações das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas, tal como o CT tem reiteradamente expresso em outros pareceres.
- Que a ERSE prossiga o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF face à tarifa aditiva, procurando garantir uma trajetória expectável para o processo de convergência que vise atingir a aditividade plena.

IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 29 de maio de 2023

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

1. INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 4 do artigo 218.º do Regulamento Tarifário ⁶ e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE ⁷, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 28 de abril de 2023, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”, tendo o CT emitido parecer a 29 de maio de 2023, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 218.º do Regulamento Tarifário.

Após a análise do parecer do CT, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar de julho a dezembro de 2023.

As decisões tomadas neste processo excepcional de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”, sendo o mesmo divulgado no site da ERSE, acompanhado pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

2. COMUNICAÇÃO DE IMPACTOS TARIFÁRIOS

O CT recomenda à ERSE que as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira sejam incluídas no comunicado de imprensa. Considera o CT que a comunicação dos impactes tarifários deve incluir todos os níveis de tensão aplicáveis nas regiões autónomas, e não só as variações em Baixa Tensão Normal (BTN).

A ERSE procura que os comunicados e dossiers de imprensa contenham informação relevante e clara, ponderando quais os conteúdos a constar nestes documentos. Considera-se que a informação sobre os impactos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira deveria ser idêntica à comunicada para Portugal continental, por uma questão de simplicidade e clareza. Todavia, face à insistência reiterada do CT, foi introduzido um ponto adicional no comunicado de imprensa com as variações tarifárias para todos os níveis de tensão nas regiões autónomas (no caso, BTN, Baixa Tensão Especial – BTE, e Média Tensão – MT).

3. EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E DAS OUTRAS *COMMODITIES*

A ERSE partilha as preocupações constantes no parecer do CT sobre os impactos da evolução dos preços de energia elétrica nas tarifas de Acesso às Redes. Por esse motivo, tem dedicado especial atenção à monitorização destes preços, da qual decorreram os dois processos de fixação excepcional das tarifas de Acesso às Redes, ocorridos em 2022 e 2023, e as recentes revisões trimestrais da tarifa de energia no âmbito do mecanismo de adequação dessa tarifa às condições de mercado, ocorridas no 4.º trimestre de 2022 e no 2.º trimestre de 2023. Como salientado pela ERSE na proposta enviada ao CT, dada a volatilidade e incerteza da evolução dos preços das *commodities*, ficou em aberto a possibilidade de ocorrer uma

⁶ Aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 163/2021, de 23 de agosto de 2021, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

⁷ Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.



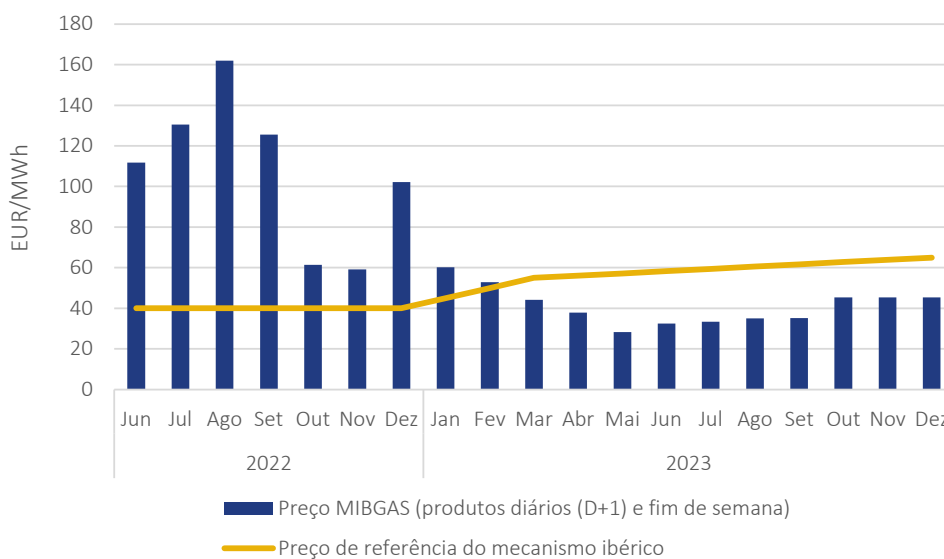
atualização das previsões desses preços aquando da publicação das tarifas a vigorar a partir de 1 de julho. Tendo em conta a consolidação das tendências observadas nos preços das principais *commodities*, a ERSE optou, efetivamente, por atualizá-los até 31 de maio (ocorridos e futuros) e, conseqüentemente, por rever os proveitos permitidos para 2023 e as tarifas de Acesso às Redes para o 2.º semestre de 2023, publicados a 15 de junho, face ao apresentado na proposta.

3.1 Mecanismo ibérico de controlo de preços

A ERSE toma boa nota do alerta do CT para a significativa volatilidade dos preços dos mercados de futuros do MIBGAS, que poderá levar a que os preços *spot* do último trimestre de 2023 ultrapassem os valores de referência do preço do gás definidos no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na sua redação atual⁸, levando dessa forma à ativação do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em sentido contrário à previsão da ERSE para o 2.º semestre de 2023.

Na figura seguinte é possível observar que os preços mensais do MIBGAS previstos até ao final do ano de 2023, que foram considerados na proposta da ERSE, se situam consideravelmente abaixo dos preços de referência previstos na legislação em vigor, incluindo no último trimestre. Apenas até fevereiro se registaram preços médios mensais superiores ao preço de referência, cujo impacto no valor do mecanismo está refletido na proposta apresentada ao CT.

Figura 1 – Evolução dos preços do gás natural no MIBGAS e preços de referência do mecanismo ibérico



Fonte: MIBGAS, ERSE

Salienta-se que esta análise é efetuada numa base mensal, pelo que eventuais variações diárias do preço de gás natural no MIBGAS, em que este é superior ao preço de referência, não são capturadas.

Como anteriormente referido, a ERSE monitoriza regularmente a evolução dos preços das *commodities*. Em consequência dessa monitorização, eventuais variações dos preços da energia elétrica e do gás natural nos mercados grossistas, que não estejam refletidas nesta fixação excepcional de tarifas ou no mecanismo de monitorização trimestral da tarifa de energia, serão consideradas dentro de seis meses nas tarifas para o ano de 2024.

⁸ Dada pelo [Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março](#).



3.2 Leilões do CUR e de venda PRE

Relativamente aos leilões do Comercializador de Último Recurso (CUR) e aos leilões de venda da Produção em Regime Especial (PRE) com remuneração garantida, o CT recomenda que a ERSE os promova em tempo útil e em volumes adequados, de modo a que estes possam cumprir o objetivo de conferir maior previsibilidade e estabilidade ao processo tarifário, com a redução de valores dos desvios associados.

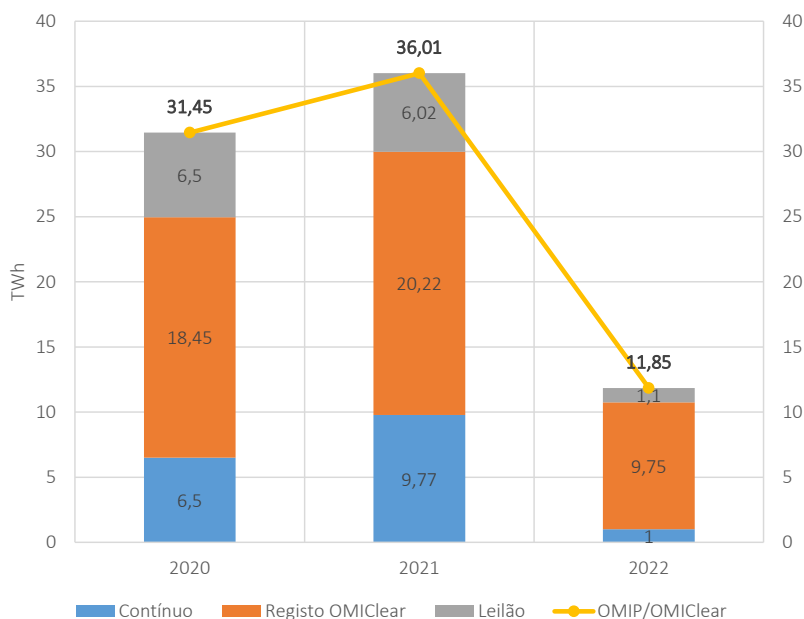
A ERSE não pode deixar de reafirmar o facto do setor elétrico português, como de resto a generalidade dos setores elétricos europeus, terem observado significativas volatilidades dos preços de mercado grossistas e das próprias condições que contribuem para a formação desses mesmos preços. Num quadro de tão significativa volatilidade, a realização de previsões tanto de preço como de agregados de volume, revestem-se de especial complexidade, como inclusivamente o CT reconhece ao longo do seu parecer.

A volatilidade e instabilidade dos preços de eletricidade em mercados grossistas ocorre desde a segunda metade de 2021, o que justificou inclusivamente a adoção de medidas regulatórias extraordinárias por parte da ERSE, em outubro de 2021, tendo-se implementado, por essa ocasião os leilões extraordinários de energia proveniente de produção renovável inserida em regime de retribuição garantida.

No desenho regulatório dos referidos leilões extraordinários, a ERSE, além dos aspetos de evolução e instabilidade dos preços em mercado grossista, ponderou igualmente os efeitos da regulamentação dos mercados financeiros sobre o funcionamento dos mercados de contratação a prazo, designadamente os mercados regulamentados no contexto do MIBEL. A evolução em alta dos preços da energia elétrica tem, como é sabido e por força da mencionada regulamentação dos mercados financeiros, um impacte não despidendo na constituição de margens e colaterais para a operação nestes mercados, aumentando de forma substancial os custos de *compliance* à generalidade dos agentes em mercado, em particular aos agentes de menor dimensão e sem operação verticalizada, assim reduzindo as opções de cobertura dos seus aprovisionamentos. Deve, pois, entender-se o desenho dos referidos leilões extraordinários neste contexto específico, promovendo a possibilidade de coberturas a prazo por parte de agentes mais expostos a variações de preço e, com isso, reduzindo a probabilidade de eventuais incumprimentos junto do sistema elétrico e dos consumidores. O Sistema Elétrico Nacional (SEN), desde 2021, e, crê a ERSE, por ação conjugada das medidas extraordinárias adotadas em outubro de 2021 e do regime de gestão de riscos e garantias, não observou qualquer saída de operadores do mercado de comercialização com características de sinistro comercial (para clientes e para a globalidade dos agentes do SEN). Situação diversa ocorreu em outros mercados europeus, como disso são exemplo os casos inglês e alemão.

Posteriormente, já no decurso do segundo trimestre de 2022, os Governos de Portugal e de Espanha acordaram a criação de um mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção no MIBEL (mecanismo ibérico), especialmente destinado a conter o nível e a volatilidade de preços da eletricidade em mercado grossista. Pelo desenho deste mecanismo, a apetência por contratação em referenciais de mercado a prazo reduziu-se de sobremaneira, como se pode constatar dos níveis de liquidez reportados pelo operador de mercado regulamentado (a prazo) – OMIP – relativamente a produtos com entrega nas áreas de preço de Portugal e Espanha.

Figura 2 – Volumes no mercado regulamentado OMIP



Fonte: OMIP, ERSE

Deste modo, a exposição, por via dos leilões de PRE no seu atual desenho e na presença do mecanismo ibérico, comporta especiais aspetos de complexidade e incerteza, que importa colocar em perspetiva quando se decide a sua concretização. Naturalmente, a estes aspetos acrescem ainda as condições de contexto impostas pela regulamentação financeira quanto à constituição de margens e colaterais, que a discussão europeia sobre o redesenho de mercado ainda não permitiu enquadrar de forma mais alinhada com os interesses setoriais da energia. Estas foram as razões essenciais pelas quais a ERSE decidiu a suspensão dos leilões PRE, procurando proteger o SEN e os consumidores das incertezas que se colocavam à sua concretização, reconhecidamente em condições bem distintas das que presidiram à sua concretização em 2011 e às suas sucessivas implementações até 2021.

De todo o modo, no caso específico do CUR, a ERSE, havendo no quadro legal do mecanismo ibérico a específica isenção do CUR quanto à sua sujeição aos custos da medida, e removidas as incertezas quanto aos termos da sua concretização, reintroduziu os leilões de aprovisionamento a prazo do CUR, no quadro de um calendário predefinido e na base dos pressupostos essenciais que levaram à concretização dos mesmos.

Assim, reconhecendo-se pertinência no comentário do CT que refere o especial interesse em manter o racional de colocação a prazo, quer das compras para aprovisionamento da carteira de fornecimentos do CUR, quer ainda da energia proveniente de produção renovável inserida em regime de retribuição garantida, a ERSE não pode deixar de reiterar ao CT que:

1. Se encontram a ser concretizados os leilões de aprovisionamento de energia elétrica a prazo por parte do CUR, tendo inclusivamente sido, pela primeira vez no leilão realizado em novembro de 2022, aumentado o perfil temporal dos produtos colocados a negociação, com a aquisição de energia (produto anual) para entrega em 2024; e
2. Se encontra a ultimar o redesenho de normas relativas à colocação a prazo de energia proveniente de produção renovável inserida em regime de retribuição garantida, de modo a tornar o seu desenho mais alinhado com as atuais características do mercado elétrico nacional e europeu. Estas regras não deixarão de ser submetidas a consulta pública, de modo a poder ter o envolvimento de todos os interessados, incluindo-se naturalmente a contribuição do CT, que sempre valorizamos.



4. PROVEITOS PERMITIDOS

4.1 Ajustamento provisório de 2022

No seu parecer, o CT recomenda que se aproveite a fixação excepcional das tarifas de 2023 a vigorar a partir de 1 de julho, para integrar os valores definitivos dos ajustamentos de 2022 da atividade de compra e venda de energia elétrica (CVEE) do CUR, tendo por base as contas reais e auditadas reportadas pela empresa à ERSE já no âmbito do processo tarifário de 2024 e posteriormente ao envio da proposta tarifária ao CT. Acrescenta o CT que, no caso da ERSE não considerar oportuno refletir os referidos ajustamentos definitivos de 2022 nesta revisão excepcional das tarifas, que os quantifique e justifique no documento final, explicitando os valores que serão integrados no cálculo das tarifas de 2024, bem como o *spread* que lhe será aplicável, de forma a que, nos casos em que estes constituam créditos tarifários, as empresas reguladas possam ceder esse valor a terceiros, garantindo assim o seu equilíbrio económico-financeiro.

A ERSE salienta que o *spread* do ano t-1, que é usado na definição da taxa de juro aplicada aos ajustamentos t-1 e aos ajustamentos t-2, é um parâmetro de regulação definido anualmente no exercício tarifário de eletricidade, cuja fundamentação é incluída na proposta tarifária submetida ao CT a 15 de outubro. O valor do *spread* é reanalisado para a versão final do processo tarifário e incorpora a informação mais recente da evolução das *yields* das obrigações das empresas. A recomendação do CT implicaria a definição deste parâmetro para o ano de 2023 com dados financeiros num período muito mais curto (até 31 de maio).

Mas, fundamentalmente, a ERSE salienta que o procedimento excepcional de tarifas, previsto no artigo 217.º do RT, permite à ERSE rever as tarifas anteriormente fixadas e que tal atuação está na dependência funcional de «*decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo*». Ou seja, tal procedimento serve para atenuar avultadas diferenças entre a realidade económica concretizada e aquela que fora prevista. Nestes termos a ERSE não tem necessariamente de antecipar decisões que só tomaria posteriormente nos prazos relativos à aprovação de tarifas para 2024, mormente a definição de um *spread*, que não está diretamente relacionado com aquela atenuação. Para mais, o valor do *spread* deve ser proposto ao CT e por este apreciado, não sendo aceitável, para mais à luz do Código do Procedimento Administrativo, prescindir da posição do órgão consultivo da ERSE.

Não obstante, atento à recomendação do CT, os valores dos ajustamentos das atividades de CVEE de 2022, que se estimam repercutir nas tarifas de 2024, foram quantificados e explicitados num subcapítulo autónomo do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excepcional”.

4.2 Preço de colocação em mercado da PRE com remuneração garantida

No que se refere ao acerto do preço médio de venda da PRE relativamente ao preço médio do mercado grossista, o CT alerta para possíveis diferenças que podem estar a provocar desvios não negligenciáveis no proveito permitido da função de CVEE PRE do CUR e recomenda a incorporação das melhores estimativas possíveis para o segundo semestre, de forma a minimizar os desvios daí resultantes.

O valor do desvio apresentado pelo CT para 2021 não é comparável com os desvios apresentados para o ano de 2023. O desvio de -15,8 EUR/MWh para o ano de 2021 incorpora o desvio relativo aos leilões da PRE, que inclui o apuramento do resultado do OMIP. Os desvios previstos pela ERSE para 2023, quer no exercício tarifário concluído em dezembro de 2022, quer na presente fixação excepcional, de -2,8 EUR/MWh e de -2,7 EUR/MWh respetivamente, não têm, por prudência, em consideração os leilões da PRE, ou seja,



não incluem o apuramento dos resultados do OMIP⁹, já que subsiste alguma incerteza quanto à concretização de leilões com entregas no ano de 2023.

Por outro lado, a incorporação do efeito dos leilões para as atuais condições de mercado constituiria um exercício pouco rigoroso, visto que não existe um histórico dos acertos do preço médio de venda da PRE, que inclua o efeito dos leilões, face à incerteza dos preços (em nível e volatilidade) observados em 2022 e no primeiro semestre de 2023, com repercussão no mercado a prazo e na sua liquidez.

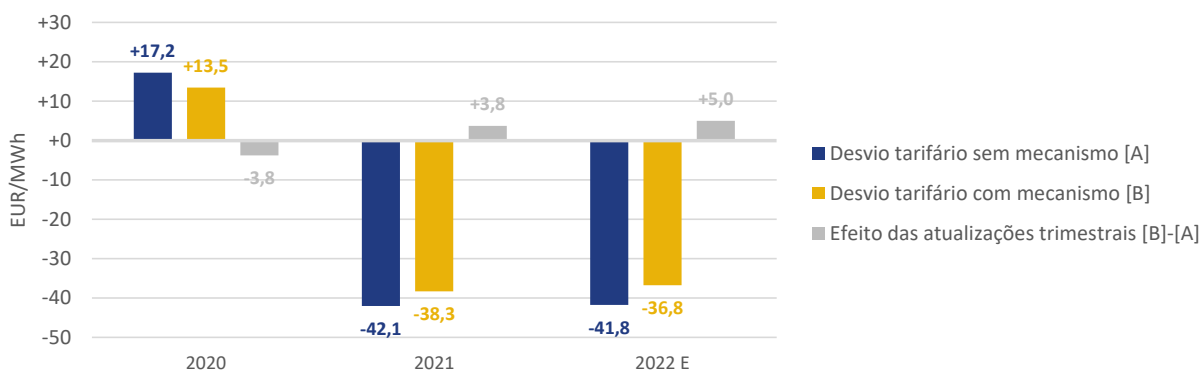
5. TARIFAS

5.1 Tarifa de Energia

O mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia foi introduzido no Regulamento Tarifário através do Regulamento n.º 76/2019, de 18 janeiro. O mecanismo tem sido aplicado nos termos regulamentares, considerando os parâmetros publicados anualmente na decisão tarifária. Desde 2019 que a ERSE tem mantido os parâmetros deste mecanismo constantes¹⁰.

Considerando a informação dos três anos completos em que vigorou o mecanismo de adequação da tarifa de Energia, apresentam-se os desvios tarifários da tarifa de Energia na figura seguinte. Para cada ano é apresentado o desvio tarifário¹¹ caso não tivesse ocorrido qualquer atualização (sem mecanismo), bem como o desvio tarifário resultante das atualizações trimestrais (com mecanismo) que ocorreram nesse período¹².

Figura 3 – Desvios tarifários da tarifa de Energia e efeito das atualizações trimestrais



Nota: O desvio tarifário sem mecanismo determina o diferencial entre o custo de aprovisionamento do CUR previsto na decisão de tarifas e o custo real de aprovisionamento do CUR. O desvio tarifário com mecanismo reflete o contributo que as eventuais atualizações trimestrais tiveram para o desvio tarifário. Os desvios tarifários em 2022 são uma estimativa.

Fonte: ERSE

Constata-se assim que, sem mecanismo teriam resultado desvios tarifários de maior magnitude, pelo que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia contribuiu para uma redução do desvio tarifário.

⁹ Apuramento dos resultados do OMIP resultam da diferença entre os preços executados no leilão e os preços correspondentes no OMIE.

¹⁰ A atualização da tarifa de Energia deve ocorrer sempre que o desvio em valor absoluto seja igual ou superior a 10 EUR/MWh, caso em que a tarifa de Energia deve ser revista num valor de 5 EUR/MWh, no mesmo sentido do desvio.

¹¹ Um desvio tarifário positivo (negativo) significa que o custo de aprovisionamento do CUR previsto na decisão de tarifas foi superior (inferior) ao custo real de aprovisionamento do CUR.

¹² No ano de 2020 ocorreu uma atualização trimestral, com uma redução a vigorar a partir de 1 de abril de 2020. No ano de 2021 ocorreram duas atualizações trimestrais, com aumentos a vigorar a partir de 1 de julho e 1 de outubro de 2021. No ano de 2022, ocorreram duas atualizações trimestrais, com aumento a vigorar a partir de 1 de abril e 1 de outubro de 2022.



Verifica-se, também, que os maiores desvios tarifários ocorreram nos anos de 2021 e de 2022, coincidindo com o início da invasão da Ucrânia pela Rússia, o que resultou em aumentos significativos dos preços da energia nos mercados internacionais.

Conclui-se daqui que o mecanismo de adequação tem atuado nas situações de maior desvio tarifário, mas que, naturalmente, não foi desenhado para mitigar desvios tarifários num contexto de preços extremos. Para isso ser possível, o próprio mecanismo teria que admitir variações tarifárias extremas, o que se considera inadequado para um processo que não envolve a emissão de um parecer por parte do CT. A ERSE entende que a aplicação do mecanismo de adequação da tarifa de Energia se deve circunscrever a situações de funcionamento normal e regular dos mercados. Considera-se que as situações extremas, que afetem não só a tarifa de Energia, mas também a tarifa de Acesso às Redes, exigem a consulta aos interessados, pelo que devem ser corrigidas mediante a adoção de processos de fixação extraordinária de tarifas, como a presente fixação, de forma complementar ao mecanismo de adequação da tarifa de Energia.

5.2 Tarifas de Acesso às Redes

O CT manifesta preocupação com o impacto que as alterações das tarifas de Acesso às Redes poderão provocar no conjunto dos clientes em mercado. Considera o CT que no segmento doméstico em mercado, a revisão de tarifas poderá resultar num aumento do esforço das famílias, já pressionadas pelos efeitos da inflação. E que no caso dos clientes empresariais, em particular da indústria, implicará a revisão dos pressupostos considerados para os seus custos de produção, com a inerente perda de competitividade.

A ERSE compreende a preocupação do CT, mas não pode deixar de referir que o acréscimo das tarifas de Acesso às Redes entre o 1.º e o 2.º semestre de 2023 é acompanhado por uma redução substancial dos preços de energia no MIBEL desde o início do ano, pelo que se perspetiva que o efeito conjugado possa ser benéfico para os consumidores em mercado. No caso dos consumidores domésticos, o comercializador com maior quota de mercado já anunciou reduções de preços na componente de energia a partir de julho. No caso dos consumidores industriais, as tarifas de Acesso às Redes têm um peso mais reduzido no seu preço final, pelo que a redução do preço de energia no MIBEL deveria mais que compensar a alteração das tarifas de Acesso às Redes, em particular para os clientes que tenham uma indexação de preços ao mercado grossista. Note-se, ainda, que as tarifas se mantêm negativas em MAT e AT.

Refira-se que é a redução de preços de energia que permite, no mercado regulado, manter os preços das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e reduzir os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais, em todos os níveis de tensão, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

De notar, ainda, que apesar deste acréscimo das tarifas de Acesso às Redes entre o 1.º e o 2.º semestre de 2023, em termos médios anuais há uma redução das tarifas de Acesso às Redes entre 2022 e 2023, conforme evidenciado pelo CT no seu parecer.

A ERSE compreende e partilha da preocupação manifestada pelo CT quanto ao exercício tarifário de 2024, pelo facto do setor elétrico português, como de resto a generalidade dos setores elétricos europeus, continuarem a observar alguma volatilidade dos preços de mercados grossista e das próprias condições que contribuem para a formação desses mesmos preços. Num quadro de alguma incerteza, a realização de previsões de preços e dos desvios de 2023 reveste-se de especial complexidade, como inclusivamente o CT reconhece no seu parecer.

5.3 Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores de rede exclusivamente em baixa tensão

A ERSE partilha a preocupação do CT expressa na recomendação relativa à necessidade da existência de uma monitorização da situação económica e financeira dos operadores de redes de distribuição (ORD) exclusivamente em Baixa Tensão (BT). Não obstante o enquadramento da atividade de operação das redes em BT estar, nos últimos anos, na ordem do dia em virtude do aproximar do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em BT, a definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.



Assim, a revisão do enquadramento regulatório dos operadores de rede exclusivamente em BT apenas será possível após a clarificação do quadro legal, em resultado do resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

De salientar que, sem prejuízo dessa revisão regulamentar estar dependente da definição do quadro legislativo e normativo, a ERSE continuará a acompanhar o tema. Tal como assumido pela ERSE aquando da decisão tarifária de dezembro de 2022, em resposta aos comentários do Parecer do CT¹³, na recente revisão regulamentar do setor elétrico¹⁴, foi proposto o estabelecimento de procedimentos que permitam dotar a ERSE de elementos informativos.

Neste sentido, a alteração proposta do Regulamento Tarifário visa assegurar o enquadramento regulamentar da obrigação de prestação de informação à ERSE, como um passo prévio à discussão da definição de uma regulação económica própria e específica. A definição de eventuais tarifas e proveitos permitidos, específicos, tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável a informação que assegure ao regulador o conhecimento da forma de atuação destas entidades, em concreto, da sua situação económico-financeira e dos motivos que a justificam.

Não obstante, importa sinalizar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não prevê qualquer especificidade para estes operadores ou um quadro regulamentar distinto do aplicável à atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Assim, a criação de quadros regulamentares e tarifários específicos tem de ser justificada, estando sujeitos ao cumprimento do princípio da legalidade.

5.4 Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo e atípico, o CT recomenda que a ERSE prossiga o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF), face à tarifa aditiva e o processo de convergência siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.

Tal como refere o CT, em 2023 a convergência tarifária em termos médios é assegurada globalmente para cada Região Autónoma. Por lapso, o documento “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023” referia não existir convergência por nível de tensão. No entanto, efetivamente, a convergência verifica-se, também, por nível de tensão (MT, BTE e BTN), embora não preço-a-preço.

Na atual fixação excepcional mantém-se a abordagem plasmada no cálculo de tarifas e preços de 2023 apresentada no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, em que para a globalidade da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM) e para os níveis de tensão de MT, BTE e BTN, as variações tarifárias são iguais, verificando-se convergência para cada nível de tensão (MT, BTE e BTN).

Seguidamente são apresentadas figuras que ilustram a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores (TVCF) e da tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira (TVCFM), respetivamente, identificando assim o efeito do mecanismo de convergência.

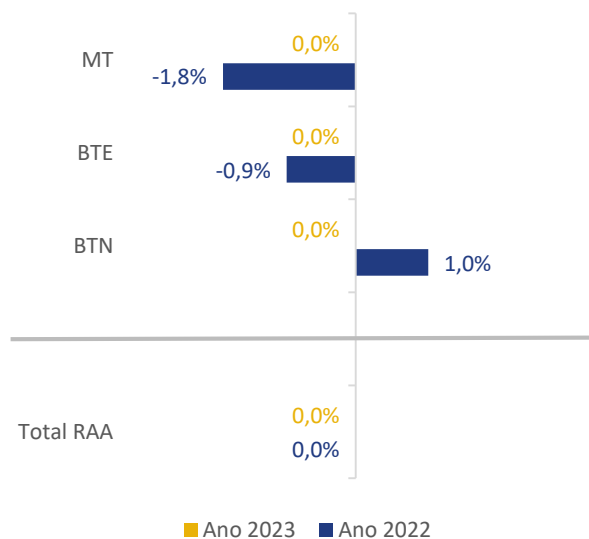
A Figura 4 apresenta a distância relativa da TVCF face à tarifa aditiva, por nível de tensão, em 2022 e em 2023. No total da RAA, em MT, BTE e BTN registam-se distâncias nulas em 2023, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAA por nível de tensão.

¹³ «[Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário](#) sobre “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”», ERSE, dezembro de 2022.

¹⁴ Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado, [Consulta Pública n.º 113](#).

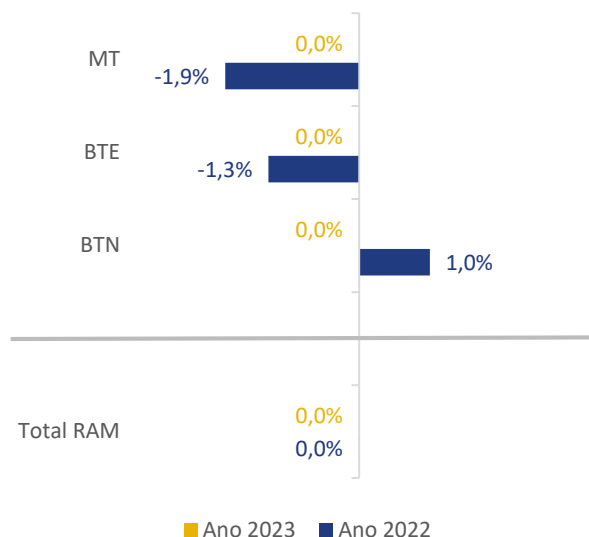


Figura 4 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA



A Figura 5 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão, em 2022 e em 2023. No total da RAM, em MT, BTE e BTN registam-se distâncias nulas em 2023, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAM por nível de tensão.

Figura 5 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



Pese embora o contexto verificado, na atual fixação excepcional foi possível garantir a convergência tarifária para a globalidade da RAA e da RAM, assim como em cada nível de tensão (MT, BTE e BTN), em cada uma das regiões.

6. FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o CT recorda que se pronunciou sobre a Consulta de Interessados n.º 9/2022 e recomenda a ERSE a proceder, quanto antes, à publicação da repartição dos



montantes pelos agentes do SEN financiadores. Adicionalmente, recomenda que a ERSE tome medidas junto do Governo com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia.

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT, mas reafirma que esta revisão excepcional das tarifas de 2023, efetivamente, não contempla a alocação dos valores do financiamento da tarifa social, nomeadamente os decorrentes da Consulta de Interessados n.º 9/2022, por este regime – segundo foi anunciado publicamente e também referência feita no parecer do CT – se encontrar em revisão. Logo que possível, a ERSE concluirá o procedimento.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023 [e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica] ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."¹⁵

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 17 de outubro de 2022, o documento contendo a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023"¹⁶ (Proposta), devendo o CT emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de novembro, conforme disposto no artigo 48º n.º 3 dos Estatutos da ERSE, na redação em vigor, e no artigo 194º n.º 6 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação em vigor.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023", concretizado em 10 novembro de 2022.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023"

I GENERALIDADE

A. Contexto

O desempenho macroeconómico internacional influencia a economia portuguesa e tem impacto relevante no setor elétrico, pelo que se justifica fazer uma breve contextualização.

Segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI), entre 2012 e 2019, o crescimento da economia mundial foi estável, com ligeiras oscilações, tendo-se verificado um maior crescimento das economias emergentes e em desenvolvimento.

O Produto Interno Bruto (PIB) mundial registou, em 2020, uma contração de 3,3%, com consequências económicas e sociais, resultante da pandemia COVID-19, caracterizando-se o ano de 2021 por um forte crescimento económico mundial, fruto da recuperação da crise pandémica apoiada nos avanços do plano de vacinação e nos apoios orçamentais e monetários.

Por sua vez, o ano de 2022 tem sido marcado, entre outros, pelo conflito geopolítico entre a Rússia e a Ucrânia e por desequilíbrios entre a procura e a oferta, que têm originado aumentos significativos nos níveis de preços, que já se verificam desde o 2º semestre de 2021. O aumento da taxa de inflação tem vindo a alastrar-se nas economias europeias e norte-americanas, bem como a outros países. Por forma a contrariar esta tendência de espiral inflacionista, os bancos centrais têm vindo a aumentar as taxas de juro, colocando pressão em baixa no crescimento económico projetado para 2023.

¹⁵ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

¹⁶ Comunicação PCA da ERSE, de 17 outubro/2022, N/ Ref: ET-2022-1432.



De acordo com a Proposta, a OCDE considera que a possibilidade das reduções dos fornecimentos energéticos da Rússia constitui um risco para o crescimento económico da União Europeia, circunstância que pode determinar uma redução do crescimento económico previsto para 2023. A OCDE projeta um crescimento de 0,3% para a zona euro, 0,5% para economia dos EUA e 2,2% para a economia mundial, impulsionada pelo crescimento económico das economias emergentes e em desenvolvimento.

A evolução do PIB a nível mundial (zona euro, economias emergentes e EUA) encontra-se ilustrada infra.

Figura 2-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 34

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE)¹⁷, na primeira metade de 2022 muitos mercados de eletricidade continuaram a praticar preços altíssimos, particularmente na Europa, refletindo profundas incertezas tanto sobre o abastecimento de combustíveis fósseis como sobre a perspectiva do crescimento económico. A invasão russa da Ucrânia abalou qualquer expectativa de redução dos preços de energia a curto prazo na sequência dos fortes aumentos, verificados na segunda metade de 2021.

Na Europa, a situação levou ao reforço das políticas energéticas para fazer avançar a transição para as energias limpas e reduzir a dependência das importações de combustíveis. Ainda assim, tal contexto resultou num aumento de produção de eletricidade com recurso ao carvão. Prevê-se que o crescimento económico seja lento e que ocorra um abrandamento do crescimento da procura de eletricidade em 2022 e 2023 face aos níveis observados em 2021.

Neste enquadramento, a Comissão Europeia apresentou um plano de medidas de poupança de energia, de produção de energia renovável e da diversificação do aprovisionamento energético, denominado por Plano *REPowerEU*.

A fim de aumentar a segurança do aprovisionamento energético da União, o Conselho adotou o Regulamento (UE) 2022/1369 do Conselho, de 8 de agosto, que prevê uma redução voluntária da procura de gás natural de pelo menos 15 % entre 1 de agosto de 2022 e 31 de março de 2023, e confere ao Conselho a possibilidade de declarar um alerta da União em matéria de segurança do aprovisionamento de gás, caso em que a redução da procura de gás se tornaria obrigatória.

¹⁷ Cfr. Abstract do Relatório do Mercado de Eletricidade, de julho de 2022, desenvolvido pela Agência Internacional de Energia, disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/660c2410-218c-4145-9348-c782e185dcdf/ElectricityMarketReport-July2022.pdf>



Mais recentemente, foi aprovado o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, onde concretiza medidas de emergência de redução do consumo de energia elétrica para os Estados Membros.

No caso concreto de Portugal, após a queda do PIB em 2020, registou-se em 2021 uma recuperação da economia impulsionada pelo controlo da pandemia sanitária, bem como pelos apoios monetários e financeiros concedidos naquele período e a aprovação do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), que tiveram efeitos positivos na confiança dos agentes.

No que diz respeito ao ano de 2022, o Banco de Portugal (BdP) destaca, como aspeto positivo, o crescimento económico robusto, consequência da recuperação do turismo e do consumo privado e, bem assim, o dinamismo do mercado de trabalho, perceptível na diminuição da taxa de desemprego e no aumento dos salários nominais e, como aspeto negativo, o aumento da inflação e das taxas de juro que afetam negativamente o rendimento disponível real, bem como a desaceleração do investimento, consequência do contexto de maior incerteza que se vive, conforme ilustra a Figura seguinte:

Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 35

Para 2022, a média das previsões mais recentes, apresentadas pelos principais organismos independentes, aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 6,3%, destacando-se que as previsões mais recentes (BdP, CFP e FMI) são convergentes na previsão de taxas de variação superiores às projeções das instituições que ainda não procederam a essa atualização.

Por seu turno, para 2023, não obstante as previsões de crescimento económico das várias entidades nacionais e internacionais competentes, há que ter em conta que a economia portuguesa está sujeita aos riscos anteriormente referidos (conflitos geopolíticos, aumento do nível de preços e deterioração das condições de financiamento), prevendo-se uma desaceleração do crescimento económico em função de fatores como:

- Desvanecimento do efeito de recuperação do desvio do PIB provocado pela pandemia;
- Pressões inflacionistas que têm levado os bancos centrais a subir as taxas de juro, o que tem conduzido a um aumento do custo de capital e diminuição da procura;
- Choques energéticos que poderão ter impacto no desenvolvimento económico, por via de preços ou de quantidades. A situação energética na União Europeia continua exposta a variações de



preços e a desequilíbrios entre a procura e a oferta, situação que pode impactar a economia portuguesa.

As previsões para a evolução da economia portuguesa em 2023 encontram-se indicadas no quadro abaixo:

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2021 e previsões para 2022 e 2023

| | 2021 | 2022P | 2022P | | | | 2023P | 2023P | | | | | |
|--------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|-----|------|------|-------|---------------------|-------------------|-----|-----|-----|------|
| | INE/Banco de Portugal | Média das previsões | Banco de Portugal | FMI | CFP | CE | OCDE | Média das previsões | Banco de Portugal | FMI | CFP | CE | OCDE |
| PIB | 5,5 | 6,3 | 6,7 | 6,2 | 6,7 | 6,5 | 5,4 | 1,6 | 2,6 | 0,7 | 1,2 | 1,9 | 1,7 |
| Consumo privado | 4,7 | 4,4 | 5,5 | 3,4 | 5,1 | 4,6 | 3,6 | 1,3 | 1,2 | 2,0 | 0,5 | 2,3 | 0,5 |
| Consumo público | 4,6 | 1,5 | 2,0 | 1,3 | 1,9 | 1,2 | 1,3 | 0,6 | -0,9 | 1,2 | 0,3 | 1,3 | 0,9 |
| Investimento | 8,7 | 4,9 | 0,8 | 5,9 | 3,6 | 6,5 | 7,7 | 3,9 | 5,1 | 1,3 | 2,9 | 5,2 | 5,1 |
| Exportações | 13,5 | 13,8 | 17,9 | 7,7 | 17,8 | 12,3 | 13,2 | 3,2 | 3,2 | 1,7 | 3,6 | 4,1 | 3,2 |
| Importações | 13,3 | 8,6 | 10,8 | 2,1 | 12,1 | 8,6 | 9,3 | 2,8 | 2,6 | 2,1 | 2,6 | 4,1 | 2,6 |
| Inflação (IHPC) | 0,9 | 7,2 | 7,8 | 7,9 | 7,7 | 6,8 | 5,9 | 4,0 | 2,7 | 4,7 | 5,1 | 3,6 | 4,0 |
| Deflador do PIB | | 4,6 | | 7,8 | 3,9 | 2,9 | 3,7 | 3,6 | | 4,6 | 3,7 | 3,1 | 2,9 |
| Desemprego (% população ativa) | 6,6 | 5,8 | 5,8 | 6,1 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 5,7 | 5,4 | 6,5 | 5,3 | 5,5 | 5,7 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 40

Em suma, a recuperação da atividade económica durante os anos de 2021 e 2022 foi acompanhada de uma enorme subida dos preços do gás e da energia elétrica, que se agravou com o início da guerra na Ucrânia e com o agudizar das tensões geopolíticas entre a Europa e a Rússia.

A evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário do operador de mercado elétrico designado para a gestão do mercado diário e intra diário de eletricidade na Península Ibérica (OMIE) para Portugal tem apresentado uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente a evolução dos preços dos combustíveis (gás natural e carvão) e das licenças de emissão de CO₂, que influem na determinação do preço marginal do mercado grossista, a par dos fatores climatéricos, sendo de destacar o ano de 2022 como um dos mais secos dos últimos 100 anos.

Desde meados de 2021 que tem ocorrido um aumento substancial da volatilidade e do nível dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos.

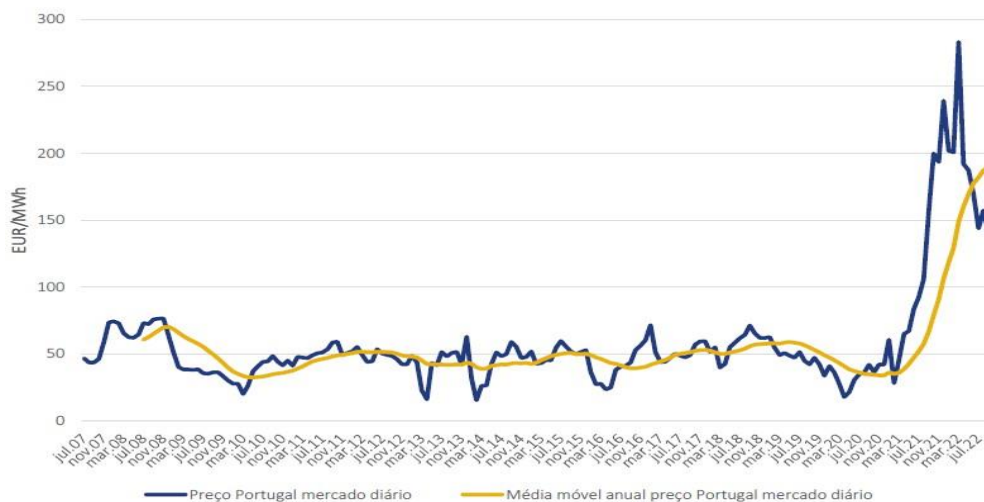
Em termos de média anual, a partir de meados de 2021, o preço da energia elétrica apresentou uma evolução crescente, tendo atingido 187,10 EUR/MWh em setembro de 2022, ainda que esta tenha sido minorada com a introdução do mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica com reflexo na formação do preço de mercado da eletricidade no referencial grossista do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) pelos governos de Portugal e Espanha, a 15 de junho de 2022¹⁸.

Refira-se que desde a implementação do mecanismo, em 15 de junho, e até final de setembro, o custo médio do mecanismo, publicado pelo OMIE, foi de 119,51 EUR/MWh, valor a que há que acrescentar os ajustes realizados pela REN - Redes Energéticas Nacionais (REN) decorrentes da Diretiva ERSE n.º 13- A/2022, de 21 de junho. Este custo é suportado pela base de consumo não isenta.

¹⁸ Em Portugal este mecanismo veio posteriormente a ser estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

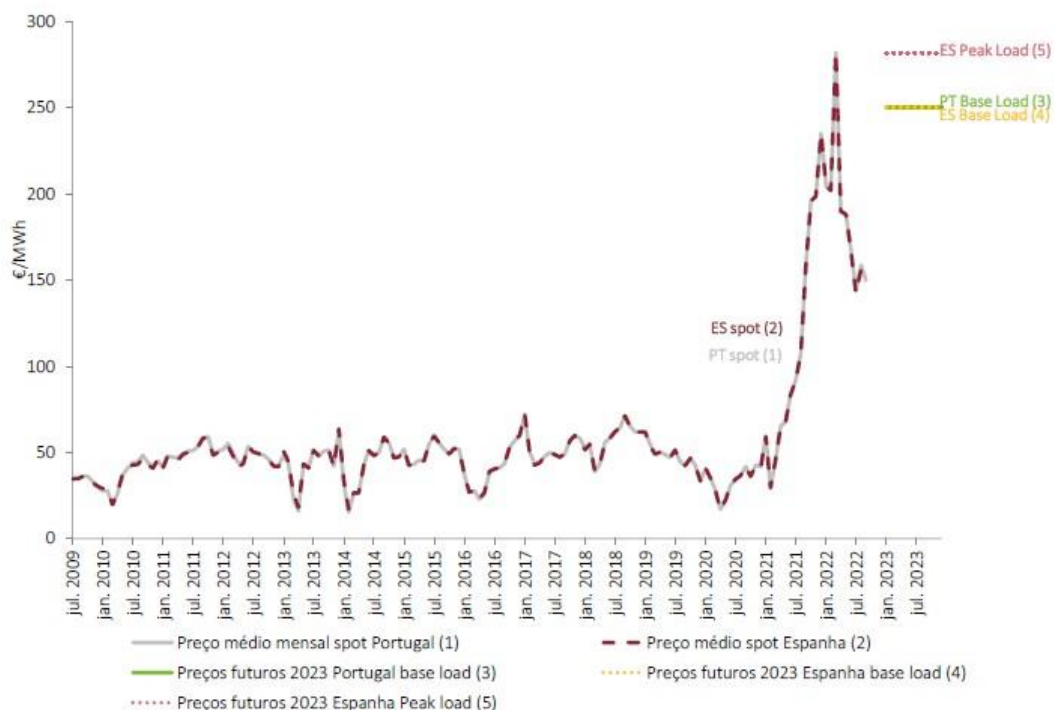


Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 20

Em termos de previsões para 2023, os preços dos contratos de futuros, na plataforma de negociação do operador de mercado regulamentada (OMIP), para entregas em 2023 apontam, em setembro do corrente ano, para preços de energia elevados, de 250 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos base load e para valores próximos dos 282 EUR/MWh nos contratos peak load (Figura 2-14).

Figura 2-14 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 29



Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do Comercializador de Último Recurso (CUR), no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 262,06 EUR/MWh, superior ao estimado para 2022, que se situa em torno dos 179,60 EUR/MWh, e acima do valor médio considerado nas tarifas de 2022, 121,06 EUR/MWh, conforme plasmado no Quadro seguinte:

Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁷ para fornecimento dos clientes

| | 2022P em T2022 (Dez. 2021) | 2022P em T2022 (Jun. 2022) | 2022E em T2023 | 2023P em T2023 |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 105,50 | 136,62 | 179,60 | 262,06 |

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, pág. 15

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2023 é de 262,06 EUR/MWh. A definição deste valor considera os valores reais disponíveis até meados de setembro, as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR.¹⁹

O CT regista as oscilações do mercado de energia, a imprevisibilidade do sistema subjacente e em consequência os preços do gás natural, que fazem antever tempos difíceis para famílias e empresas por toda a Europa.

A proposta de tarifas para 2023 contempla o disposto no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, que prevê uma redução em 10% do consumo de energia elétrica no período de 1 de dezembro de 2022 a 31 de março de 2023, face ao período de referência estabelecido no referido Regulamento. Esta redução foi aplicada ao valor médio mensal de cada mês, calculado com base no histórico dos últimos cinco anos reais.

No entanto, o CT regista o pressuposto metodológico assumido para a determinação destes valores, em particular o facto de a ERSE ter considerado uma taxa de variação nula para os últimos três trimestres do ano de 2023 (com exceção do mês de dezembro), o que, no entendimento do CT, deverá ser esclarecido.

Por fim, em linha com o proposto pela Comissão Europeia, que defende o investimento em renováveis e em medidas de eficiência energética, que contribuam para baixar custos de produção e para a redução de consumos e, em última análise, para uma menor dependência energética da União Europeia (UE) face aos produtores de gás, e em particular à Rússia, o CT destaca como positiva a contribuição da renovável na geração de eletricidade em Portugal.

B. Comunicação dos Impactos Tarifários e Dossier de Imprensa

9. O CT regista positivamente o facto de a ERSE ter englobado no comunicado algumas sugestões e/ou considerações oportunamente formuladas pelo CT sobre este tema, nomeadamente tornando claro que a variação tarifária é calculada face ao nível de preços observado no mercado regulado em 2022.
10. O CT considera que a comunicação do impacto das variações da tarifa deve circunscrever-se apenas ao mercado regulado, para não induzir em erro os consumidores em mercado livre.

¹⁹ Proposta TeP2023, documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, pág. 40



11. Finalmente, o CT regista negativamente o facto de, no Dossier de Imprensa e no que concerne às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores (RA), apenas ter sido publicada a informação sobre a variação média anual das tarifas em Baixa Tensão Normal (BTN), o mesmo não se verificando para as Tarifas de Venda a Clientes Finais em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE). Tendo em conta que nas RA só existem tarifas reguladas, considera o CT que, por um lado, todos os consumidores deverão ser tratados de igual forma e, por outro, esta informação é relevante e fundamental, não apenas para os consumidores e clientes, mas também para a comunicação social que veicula essa informação junto daqueles.

II ESPECIALIDADE

A. Ponto Prévio

O processo de fixação das tarifas para 2023 segue as disposições legais e regulamentares em vigor para o setor elétrico, tendo como resultado final uma mitigação dos impactos da forte pressão altista dos preços nos mercados grossistas, iniciada no segundo semestre de 2021 e significativamente amplificada em 2022 com o eclodir da guerra entre a Ucrânia e a Rússia, com repercussões diretas no funcionamento e equilíbrio dos mercados energéticos a nível mundial e, muito em particular, no contexto europeu.

O CT nota que o exercício previsional do regulador, dadas as circunstâncias excecionais vividas atualmente, continua a encerrar um grau de complexidade e incerteza acrescidas que, como refere a ERSE, poderá motivar a revisão excepcional de tarifas.

Decorrente deste contexto, a proposta tarifária para 2023 estabelece tarifas de acesso às redes negativas para todos os níveis de tensão. Esta situação é motivada pelo facto de o valor global dos Custos de Interesse Económico Gerais (CIEG) representar um proveito para o Sistema Elétrico Nacional (SEN). Concretamente, a atualização em alta da previsão de custo médio de aquisição de energia pelo CUR prevê gerar diferenciais muito significativos nos custos de aquisição de energia a produtores em regime especial e no diferencial dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), em favor do SEN.

Adicionalmente, a proposta inclui um conjunto de medidas de contenção tarifária, onde se destacam a afetação de receitas decorrentes dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e de receitas da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), de acordo com o Despacho cuja publicação se aguarda.

No atual contexto de crise energética, o CT entende que a alocação dos proveitos provenientes dos CIEG nas tarifas terá um efeito atenuante do impacto que os custos energéticos acarretam atualmente para o conjunto dos clientes dos diversos segmentos.

B. Estimativa da Procura na fixação de Tarifas para 2023

1. A crise energética na Europa e as consequentes medidas de colmatação dos seus efeitos reflete-se nas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas para 2023. O Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, concretiza algumas medidas excecionais, limitadas no tempo e focadas na redução do consumo de energia elétrica para os Estados Membros.
2. Neste contexto, a ERSE procurou enquadrar a evolução prevista da procura de eletricidade da proposta de tarifas com a meta de redução do consumo de energia elétrica enunciada no referido regulamento, excecionando as Regiões Autónomas conforme previsto no artigo 21.º do mesmo.



3. Seguindo essa meta, para o período entre 1 de novembro de 2022 e 31 de março de 2023 a ERSE considera uma redução em 10% do consumo de energia elétrica, face ao período de referência estabelecido no referido regulamento²⁰.
4. Para os meses a seguir a 31 de março de 2023, a ERSE assumiu uma variação nula do consumo de energia elétrica face aos consumos assumidos para os meses homólogos de 2022, sendo a referência, para o mês de dezembro de 2023, o valor do consumo de dezembro de 2021.
5. No quadro seguinte apresentam-se os montantes dos fornecimentos totais (GWh) no continente a considerar nas tarifas, por nível de tensão, bem como a variação (%) face aos valores do exercício tarifário anterior. A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão estimada para 2022 é baseada nos dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto do corrente ano.

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2022 | Tarifas 2023 | Δ% T2023 / T2022 |
| Fornecimentos CUR + ML | 45 515 | 44 610 | -2,0% |
| MAT | 2 468 | 2 206 | -10,6% |
| AT | 6 893 | 6 772 | -1,8% |
| MT | 14 907 | 14 543 | -2,4% |
| BTE | 3 204 | 3 157 | -1,5% |
| BTN | 18 043 | 17 932 | -0,6% |

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”

6. Para Portugal Continental, a ERSE estima uma evolução negativa de 2,0% nos fornecimentos totais para 2023, atingindo-se o valor de 44 610 GWh, montante inferior em 1 557 GWh em relação ao valor enviado pela E-REDES em junho de 2022 e que se traduz em toda a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão e em especial em BT (-583 GWh) e MT (-826 GWh).
7. Relativamente ao consumo referido à emissão, a ERSE assume um crescimento de 1,5% em 2022, atingindo-se um valor de 50 241 GWh, em linha com os valores da REN e E-REDES enviados em junho, mas inferior em cerca de 640 GWh em relação às últimas previsões da REN.

Para 2023 a ERSE assumiu um consumo referido à emissão inferior em 1,7% em relação ao ano anterior, fixando um consumo de 49 398 GWh, valor significativamente inferior às previsões enviadas pelos operadores das redes (-1402 GWh em relação aos da REN-junho 2022; -1 714 GWh em relação aos da E-REDES junho 2022; -2 395 GWh em relação aos da REN-outubro 2022).

²⁰ «Período de referência», o período compreendido entre 1 de novembro e 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à data de entrada em vigor do presente regulamento, com início no período compreendido entre 1 de novembro de 2017 e 31 de março de 2018”.



Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

| | | Unidade: GWh | | | | | |
|------------------------------------|------------------------|--------------|--------|--------|--------|---------------|---------------|
| | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Real | | 50 898 | 50 340 | 48 812 | 49 484 | | |
| | (Variação média anual) | 2,5% | -1,1% | -3,0% | 1,4% | | |
| Previsões para Tarifas 2023 | | | | | | | |
| REN - junho 2022 | | | | | | 50 300 | 50 800 |
| | (Variação média anual) | | | | | 1,6% | 1,0% |
| E-Redes - junho 2022 [1] | | | | | | 50 102 | 51 112 |
| | (Variação média anual) | | | | | 1,3% | 2,0% |
| REN - previsão outubro 2022 | | | | | | 50 880 | 51 793 |
| | (Variação média anual) | | | | | 2,8% | 1,8% |
| ERSE | | | | | | 50 241 | 49 398 |
| | | | | | | 1,5% | -1,7% |

[1] Os valores de energia de entrada na rede de distribuição enviados pela E-Redes foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”, pág. 298

- De salientar que de acordo com o Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, as medidas excepcionais focadas na redução do consumo de eletricidade estão limitadas no tempo (até março de 2023).
- Quanto à RA, a ERSE aceitou os balanços de energia elétrica enviados pelas empresas, para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2023.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | | |
|---|------------------------|----------------|---|----------------|-------|
| | Real | | Proposta EDA/ Valores adotados pela ERSE | | |
| | 2020 | 2021 | Estimativa 2022 | Tarifas 2023 | |
| EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 769 173 | 808 507 | 816 930 | 819 271 | |
| | (Variação média anual) | -3,1% | 5,1% | 1,0% | 0,3% |
| -Perdas nas redes | 49 762 | 47 068 | 48 416 | 48 717 | |
| | (perdas/fornecimentos) | 6,9% | 6,2% | 6,3% | 6,3% |
| -Consumos Próprios ¹ | 1 850 | 2 106 | 2 059 | 2 102 | |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 717 562 | 759 333 | 766 455 | 768 452 | |
| | (Variação média anual) | -3,2% | 5,8% | 0,9% | 0,3% |
| BT | 451 990 | 477 490 | 479 807 | 483 019 | |
| | (Variação média anual) | -1,4% | 5,8% | 0,3% | 0,7% |
| MT | 265 572 | 281 843 | 286 648 | 285 433 | |
| | (Variação média anual) | -4,0% | 6,2% | 1,7% | -0,4% |

¹ Exclui consumos próprios das centrais

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | | |
|---|------------------------|----------------|---|----------------|------|
| | Real | | Proposta EEM/ Valores adotados pela ERSE | | |
| | 2020 | 2021 | Estimativa 2022 | Tarifas 2023 | |
| EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 818 006 | 856 230 | 857 994 | 906 974 | |
| | (Variação média anual) | -2,3% | 4,7% | 4,9% | 1,0% |
| -Perdas nas redes | 66 221 | 68 720 | 72 121 | 72 842 | |
| | (perdas/fornecimentos) | 8,8% | 8,7% | 8,7% | 8,7% |
| -Consumos Próprios ¹ | 1 120 | 1 101 | 1 154 | 1 166 | |
| | | 1,3% | -1,7% | 4,8% | 1,0% |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 750 664 | 786 409 | 824 719 | 832 966 | |
| | (Variação média anual) | -2,1% | 4,8% | 4,9% | 1,0% |
| BT | 558 084 | 584 297 | 608 461 | 614 329 | |
| | (Variação média anual) | -4,0% | 4,7% | 4,1% | 1,0% |
| MT | 192 580 | 202 112 | 216 258 | 218 637 | |
| | (Variação média anual) | -14,6% | 4,9% | 7,0% | 1,1% |

¹ Exclui consumos próprios das centrais.

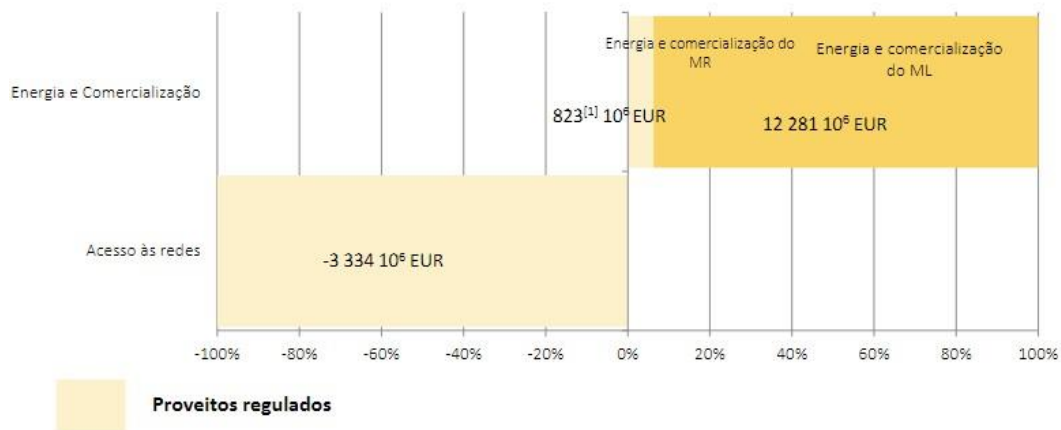
Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”

C. Rendimentos estimados do SEN em 2023

- A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos resultantes da aplicação das tarifas de acesso, bem como a faturação das componentes de energia e comercialização associadas ao mercado regulado e aos fornecimentos no mercado livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica e os proveitos da atividade de comercialização do CUR (mercado regulado), assim como os proveitos recuperados pelas Tarifas de Acesso às Redes (TAR) (mercado regulado e mercado livre).
- Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de rendimento global estimado pela ERSE para o SEN em 2023, que inclui o montante das TAR no setor elétrico em Portugal continental, bem como o montante de faturação de energia e comercialização do mercado regulado e do mercado liberalizado, este último estimado com base nos preços de aprovisionamento do CUR, perfazendo um valor total de 9 770 M€.



Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreprojeito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 115M€.

Fonte: Proposta TeP2023

3. Face à relevância das previsões de consumo, bem como da elevada volatilidade do custo de energia que se tem verificado, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização destes parâmetros em 2023, com a finalidade de assegurar o equilíbrio do SEN.

D. Desvios verificados em 2021 e ajustamentos provisórios de 2022

1. O RT do setor elétrico prevê que, na determinação anual dos proveitos permitidos das diferentes atividades reguladas do setor, seja considerada uma estimativa do ajustamento tarifário referente ao ano t-1 e o acerto definitivo do ajustamento tarifário relativo ao ano t-2.
2. O ajustamento do ano t-2 resulta da diferença entre o valor dos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais (preço de energia, indutores de custos, taxa de remuneração, transferências para exploração e outros custos aceites fora das metas de eficiência) e os valores faturados pela aplicação das tarifas em vigor no ano t-2. A esta diferença deduz-se o ajustamento provisório do ano t-1 calculado no ano anterior.
3. No que diz respeito ao ajustamento provisório do ano t-1, a metodologia de cálculo é semelhante à considerada para determinação do ajustamento do ano t-2. No entanto, uma vez que no momento do cálculo do ajustamento provisório de t-1 o ano ainda não se encontra finalizado, tanto o valor dos proveitos permitidos recalculados como a faturação das tarifas em vigor são estimados pela ERSE.
4. A proposta em análise cumpre o estipulado no RT, considerando os seguintes ajustamentos do ano de 2021 (definitivo) e do ano de 2022 (provisório):



Ajustamentos 2021 e 2022 a refletir em 2023

| | Unidade: M€ | |
|--|--------------|-------------------|
| | 2021 | 2022 ^E |
| REN Trading | 79,6 | 720,5 |
| ADENE | 0,1 | |
| REN Eléctrica | -26,7 | 0,2 |
| E-Redes | -13,9 | |
| SU - Serviço Universal | | |
| Produção em regime especial | 206,2 | 1166,0 |
| Fornecimento a clientes (inclui a comercialização) | -31,2 | -226,6 |
| Continente | 214,2 | 1660,1 |
| EDA | -26,9 | 1,1 |
| EEM | -22,9 | -0,2 |
| Regiões Autónomas | -49,8 | 0,9 |

Sinal (+) a devolver aos consumidores \ (-) a recuperar pela empresa

Fonte: Proposta TeP2023, documento “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2023”, Quadros 3-3 a 3-6

- Os montantes previstos para os ajustamentos provisórios 2022 para o Agente Comercial do SEN (721 M€) e para o CUR (1166 M€) têm por base informação real até meados de setembro.
- No que se refere ao cálculo do ajustamento do ano 2022 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR e do Agente Comercial do CAE, destaca-se a estimativa do preço de mercado implícito, efetuada pela ERSE, de 190,8 €/MWh. Tendo-se verificado, até final de outubro, um preço médio de 180,4 €/MWh, não é expectável que se atinja, no final do ano, o valor previsto pela ERSE de 190,8 €/MWh. Para que tal se verificasse, o preço médio de novembro e dezembro teria de atingir 242,8 €/MWh, valor significativamente superior às cotações dos contratos de futuros no OMIP para este período. Com efeito, se considerarmos a cotação média dos preços *forwards* negociados em outubro, o valor para os meses de novembro e dezembro seria de 142,0 €/MWh, o que se traduziria num preço de 174,0 €/MWh para o ano 2022.

| Preço de mercado 2022 (€/MWh) | Jan a Out Verificado | Nov e Dez | Ano 2022 |
|-------------------------------|----------------------|--|----------|
| Proposta tarifas 2023 | 180,4 | 242,8 (valor implícito na Proposta) | 190,8 |
| Estimativa | | 142,0 (média dos preços forward negociados em out-22) | 174,0 |



◆ Resposta da ERSE ◆

1. INTRODUÇÃO

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE (CA) submeteu a parecer do Conselho Tarifário da ERSE (CT), no dia 17 de outubro de 2022, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2022.

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica, o CA submeteu a parecer do CT, no dia 17 de outubro de 2022, a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023”, tendo o CT emitido os seus comentários e recomendações no ponto F.7 do seu parecer à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2023.

Tomando em consideração os comentários e sugestões do CT, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova também as tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e dos respetivos documentos complementares, e do documento “Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2023”, sendo os mesmos divulgados na página de *internet* da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT, as quais estão organizadas pelos temas abordados.

Não são tecidas observações sobre os pontos do parecer do CT que caracterizam e analisam a evolução de matérias relevantes da proposta tarifária de forma factual e que não incluem recomendações.

2. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DOSSIER DE IMPRENSA

A ERSE considera que importa informar os clientes finais em mercado livre, onde se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura de eletricidade. A comunicação de impactes tarifários para os consumidores no mercado livre representa um desafio nos comunicados da ERSE. Por um lado, o efeito percentual de uma variação da tarifa de Acesso às Redes no preço de venda a clientes finais em mercado livre depende também da componente não-regulada da fatura, a qual depende do comercializador e da oferta comercial concreta. Por outro lado, e estando atualmente a maioria dos consumidores em mercado livre, é importante informar os mesmos sobre qual o efeito no preço final das variações ao nível das tarifas reguladas. Na ponderação destas duas considerações, a ERSE entende que deve transmitir aos consumidores de energia elétrica informação que seja clara e objetiva, de modo a ajudar a interpretar quais os valores presentes na fatura. Apresentar para os consumidores em mercado livre apenas as variações percentuais da tarifa de Acesso às Redes também corre o risco de gerar interpretações erradas sobre o efeito das tarifas reguladas no preço final.

Em relação às variações tarifárias nas Regiões Autónomas, no dossier de imprensa procura-se ter um equilíbrio entre a informação que se divulga relativa a Portugal continental e às Regiões Autónomas. Assim, uma vez que o mercado regulado está limitado à Baixa Tensão Normal em Portugal continental, apenas se divulgam as respetivas variações tarifárias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. Para os



restantes níveis de tensão são divulgadas as variações das tarifas de Acesso às Redes, que impactam os preços finais aplicados em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Finalmente, a ERSE compreende a sugestão do CT sobre a necessidade de alertar os consumidores para a excecionalidade das variações tarifárias agora decididas, que são reflexo de fatores conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos, cuja alteração poderá ter impactes significativos e diferenciados por nível de tensão. Por isso, o pacote comunicacional incluirá uma mensagem muito clara a este respeito, à semelhança do comunicado que acompanhou a fixação excecional de tarifas para o segundo semestre de 2022.

3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O consumo de energia elétrica para o ano de 2023 considera os seguintes pressupostos:

1. Os consumos de abril a outubro de 2023 são iguais aos consumos de abril a outubro ²¹ de 2022 (valores reais com um acréscimo de 3,4% face a 2021);
2. O consumo de novembro de 2023 é igual ao consumo estimado para novembro de 2022 (o consumo de novembro de 2022 pressupõe uma variação homóloga de -5,15% na Iluminação Pública e de 3% nos restantes níveis de tensão e tipos de fornecimento, baseada nas taxas de crescimento acumuladas até ao mês de outubro de 2022), aplicadas ao valor real de novembro de 2021;
3. O consumo de dezembro de 2023 é igual ao consumo de dezembro de 2021.

Para melhor ilustrar as variações assumidas, apresentam-se no quadro seguinte as variações homólogas de energia, em referencial de consumo, nos meses de 2023. A redução no período de janeiro a março resulta do pressuposto de 10% de redução de consumo face ao período homólogo de 2018-2022, que na comparação com o período homólogo de 2022 se traduz numa previsão de diminuição do consumo de 9,6% nesses meses de 2023. A variação nula nos meses de abril a novembro de 2023 decorre do pressuposto de uma estabilidade do consumo face a 2022. Por fim, o aumento de 10,8% em dezembro de 2023 resulta de igualar o valor ao consumo registado em dezembro de 2021, o que compara com uma previsão para dezembro de 2022 que se encontra condicionada por uma redução de 10% face ao consumo médio dos meses de dezembro de 2017 a 2021.

Figura 3-1 – Variações homólogas do consumo previstas para 2023

| Variação % face ao período homólogo | 2023 | | | |
|--|-----------|-----------|-------|-------|
| | Jan - Mar | Abr - Nov | Dez | TOTAL |
| Energia ativa, em referencial de consumo | -9,6% | 0,0% | 10,8% | -1,6% |

A opção da ERSE de considerar uma taxa de variação nula da procura de energia elétrica para os três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro²², reflete as incertezas associadas ao prolongamento da atual crise energética e, conseqüentemente, também ao abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão desta natureza, que não deixe, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa.

²¹ Valores atualizados face à proposta, com consumos reais até outubro de 2022.

²² Não se considerou o consumo estimado de energia elétrica para o mês de dezembro de 2022 como referência para a previsão do consumo do mês de dezembro de 2023, por esse mês se encontrar condicionado por uma redução de 10% face ao consumo médio dos meses de dezembro de 2017 a 2021.



Recorde-se que a atual crise energética justificou a tomada de um conjunto de medidas de redução do consumo de energia elétrica a nível europeu, através do Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, e nacional²³, limitadas no tempo. O prolongamento desta crise poderá, eventualmente, ditar a tomada de outras medidas desta natureza em 2023. Para além dos efeitos diretos na procura, decorrentes de possíveis novas medidas tomadas pelos poderes políticos, a crise energética contribui, entre outros fatores, para o nível elevado de inflação que se verifica em Portugal, como no resto da Europa, o qual condiciona a evolução da economia portuguesa. Assim, a generalidade das instituições nacionais e estrangeiras prevê um forte abrandamento do crescimento do PIB português previsto para 2023, para valores iguais ou abaixo de 1%. Tendo em conta a tendência de diminuição da intensidade elétrica do PIB que se tem verificado nos últimos anos, é espetável que a evolução da procura de energia elétrica seja ainda mais baixa.

Neste contexto, ao efetuar a previsão dos consumos de energia elétrica para o ano de 2023 a ERSE opta por uma abordagem conservadora de manutenção dos consumos verificados em 2022, com exceção do primeiro trimestre, pelas razões já identificadas, e do mês de dezembro. Em relação a dezembro, refira-se que a estimativa para dezembro de 2022 não é um referencial adequado, devido às medidas excecionais de redução do consumo em 10%, pelo que se opta por considerar que o consumo é igual ao consumo de 2021. Em termos globais os consumos de energia elétrica em 2023 representam uma estagnação em relação aos consumos reais de 2021.

Como referido, os pressupostos considerados procuraram ter em conta as medidas de eficiência energética e de redução de consumo discutidas e acordadas a nível europeu²⁴. No caso de Portugal, as recomendações estão concretizadas no “Plano de Poupança de Energia 2022-2023”²⁵, publicado a 27 de setembro de 2022, que propõe medidas de redução do consumo de energia elétrica para a (i) administração pública central, (ii) administração pública local, (iii) setor privado (medidas voluntárias) e (iv) campanhas de comunicação e sensibilização. Adicionalmente, sendo as medidas de carácter tangível e intangível, espera-se que os seus efeitos extravasem os meses de inverno, uma vez que as poupanças resultantes de medidas de eficiência energética permanecem no tempo.

A ponderação de todos estes fatores pela ERSE resultou na previsão de estagnação da procura de energia elétrica nos três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro desse ano.

4. PREVISÃO DOS PREÇOS DE ELETRICIDADE NO MERCADO GROSSISTA

4.1 PREÇOS EM 2022 E IMPACTOS NOS AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

Na preparação da proposta tarifária a ERSE considerou os preços reais e futuros de energia disponíveis até à data mais próxima possível da apresentação da proposta, em condições que permitissem a conclusão do processo, face a um conjunto de outros determinantes que só são conhecidos poucos dias antes de 15 de outubro, como por exemplo as medidas de contenção tarifária indicadas pelo Governo.

Naturalmente, a ERSE está ciente que o diferencial de custo da PRE e o diferencial de custo do CAE são altamente sensíveis aos preços grossistas de energia elétrica, e no caso do diferencial de custo do CAE em 2022 e 2023, também aos preços do gás natural, que determinam a compensação a receber pela central da Turbogás no âmbito do mecanismo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, que reverterá para o SEN.

²³ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022](#), publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

²⁴ De acordo com o [Regulamento \(UE\) 2022/1854](#) do Conselho da União Europeia.

²⁵ <https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/09/Plano-de-Poupanca-de-Energia-2022-2023.pdf>



Face à potencial variação destes CIEG decorrente da incerteza existente nos mercados grossistas de eletricidade e gás, e em linha com a recomendação do CT, na versão das tarifas publicadas a 15 de dezembro, a ERSE considerou os valores mais recentes disponíveis dos preços grossistas de eletricidade, tendo atualizado as estimativas para o ano de 2022, com os preços ocorridos até 30 de novembro.

No caso das compensações recebidas pela central da Turbogás, a atualização para o ano de 2022 foi feita com dados reais do ano 2022, disponibilizados pela REN Trading a 28 de novembro.

Deste modo, os ajustamentos provisórios referentes ao ano de 2022 nas atividades cujos proveitos incorporam a evolução do preço de eletricidade nos mercados grossistas ficarão, no essencial, dependentes de desvios que vierem a ocorrer durante o mês de dezembro de 2022, entre a estimativa da ERSE, baseada nos preços dos mercados futuros a 30 de novembro, e o valor ocorrido. O mesmo acontece relativamente ao valor da compensação a receber pela Turbogás em dezembro de 2022, que foi estimada com base nos preços futuros do Mibgás disponíveis até 30 de novembro.

4.2 PREÇOS EM 2023 E MONITORIZAÇÃO TRIMESTRAL DA SUA EVOLUÇÃO

A volatilidade e incerteza que caracteriza atualmente os mercados de energia, que impactam diretamente os preços de energia elétrica, e as tarifas reguladas que a ERSE aprova, obrigam a uma monitorização atenta das variáveis que afetam o equilíbrio económico e financeiro das empresas com atividades reguladas. A exigência de uma monitorização atenta já pautou a atuação da ERSE no passado. Em particular no ano 2022, a monitorização dos mercados energéticos resultou em alterações tarifárias a cada três meses, com atualizações trimestrais em abril e outubro de 2022 e uma fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

Entre a apresentação da proposta tarifária e a publicação das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2023, a ERSE efetuou a monitorização dos impactos nos proveitos das atividades reguladas que decorreram da evolução dos preços de eletricidade e de gás nos mercados grossistas, tendo-se observado uma amplitude muito significativa na variação dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso, devido às variações do diferencial de custos com a PRE e do diferencial de custo com os CAE. Assim, a ERSE está perfeitamente ciente dos potenciais impactos de eventuais desvios dos preços grossistas de eletricidade e de gás face às previsões subjacentes ao cálculo tarifário.

Numa primeira linha de atuação e tal como referido no ponto anterior para o ano de 2022, as tarifas publicadas incorporam a atualização dos preços de energia elétrica previstos para 2023 com os dados mais recentes (valores futuros fechados a 30 de novembro), sendo que a monitorização dos mesmos será, não só uma obrigação, como uma preocupação constante, tendo em conta a volatilidade e as implicações, quer ao nível das empresas, quer ao nível dos consumidores. Desta forma, a ERSE irá manter uma avaliação e monitorização contínua dos preços de energia.

Contudo, alerta-se para a dificuldade prática de realizar fixações excecionais das tarifas de acesso numa base trimestral, como referido no parecer do CT, desde logo pelos prazos envolvidos na preparação da proposta tarifária, na consulta ao CT por um período de 30 dias, conclusão do processo pela ERSE e publicação dos novos preços em tempo útil.

Não obstante e como já referido, a ERSE realizará uma monitorização contínua da evolução dos preços dos mercados grossistas e ao comportamento das quantidades de venda e consumo de energia, bem como do seu impacto nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro.

Sempre que o contexto assim o ditar, a ERSE aplicará naturalmente o quadro regulamentar em vigor, incluindo o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia ou a fixação excecional de tarifas, no sentido da subida ou da descida.

Finalmente, a ERSE toma em consideração o comentário do CT relativamente ao interesse de se manterem os mecanismos de contratação de energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida, bem



como de contratação pelo Comercializador de Último Recurso, que têm assumido um relevante papel na dinamização do aprovisionamento de energia elétrica, de forma abrangente e, sobretudo, através de instrumentos de contratualização a prazo.

Em todo o caso, entendeu a ERSE que, num contexto alterado de funcionamento do mercado elétrico, que justificou a implementação de um mecanismo extraordinário para os custos de eletricidade em mercado grossista, consubstanciado na publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, não se poderiam antecipar todos os efeitos que este mecanismo poderia pressupor na contratação a prazo assumida após a entrada em vigor do citado mecanismo, razão principal que presidiu à suspensão dos instrumentos mencionados.

Ainda assim, a ERSE reitera o seu compromisso de dotar, na medida da ação regulatória, o mercado dos mecanismos de contratação a prazo, com níveis mínimos de liquidez, de modo a contribuir para a existência de ferramentas de gestão dos riscos de aprovisionamento, tanto em nível de preço, como em volatilidade. De resto, foram já retomados os leilões de contratação de energia pelo Comercializador de Último Recurso, com a divulgação da respetiva programação indicativa para 2023 e 2024. A breve trecho perspetiva-se que o mesmo venha a suceder com a contratação de energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida.

4.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O FUNCIONAMENTO DO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista o reconhecimento que o CT faz quanto à complexidade do tema do desenho do mercado, que, em concreto, deve ser entendido e trabalhado de uma forma abrangente. Importa, assim, efetuar uma distinção prévia sobre os efeitos conjunturais e os aspetos de natureza mais estrutural, de modo a que a discussão que se está atualmente a fazer sobre o desenho de mercado possa resultar em efetivos ganhos para os consumidores e demais agentes, portugueses e europeus.

No contexto nacional, com a publicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio adotou-se um mecanismo transitório para mitigar os custos de aprovisionamento de energia elétrica em mercado grossista. Este mecanismo deve ser entendido como uma intervenção extraordinária e de curto prazo, como a sua própria motivação o expressa, não devendo ser entendida como uma alteração estrutural do desenho de mercado sem que se comprove que esse é o sentido pretendido, e justificado, do modelo de mercado elétrico, nacional, ibérico e europeu. Importa ainda relevar que uma parte dos problemas atualmente identificados no desenho de mercado vigente, decorrem de circunstâncias anteriores à atual conjuntura especialmente adversa – com efeito, o défice de mecanismos de contratação a prazo, líquidos e profundos, é um problema que advém do passado, que tem múltiplas explicações causais.

Importa, pois, expressar ao CT que a ERSE está a acompanhar e a participar na discussão do desenho de mercado de eletricidade, a nível europeu, procurando contribuir para que dessa discussão decorra um modelo de mercado que tenha sentido próprio porque ajustado às condições reais que se colocam em cada momento e ao desafio da transição energética.

4.3.1 APLICAÇÃO DO MECANISMO PREVISTO NO DECRETO-LEI N.º 33/2022

A aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, comporta uma intervenção no preço que se forma no mercado à vista, sendo neste mesmo mercado que se efetuam as liquidações dos custos (pagamento compensatório efetuado aos centros eletroprodutores) e encargos sobre a procura (aos agentes diretamente expostos ao preço à vista, ou preço *spot*). Importa sublinhar que a filosofia de repercussão dos encargos que o Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, consagrou é o de que estes (os encargos do mecanismo) devem ser suportados pelos agentes que beneficiam do mecanismo e que são, objetivamente, aqueles que se encontram expostos ao preço à vista (*spot*). Com efeito, a agentes que tivessem contratado um preço fixo a prazo, prévio ao mecanismo, não assiste qualquer benefício (o preço do contrato não é alterado), pelo que a imposição de um encargo resultaria numa distorção entre agentes, em desfavor dos que tivessem contratado a prazo as suas necessidades de energia.



Pela sua natureza e quadro regulatório próprios, o Comercializador de Último Recurso pratica um preço de natureza fixa, assente numa programação do seu aprovisionamento que incorpora valores mínimos de contratação a prazo (leilões CUR, a que o próprio parecer do CT faz referência e sustenta a sua manutenção), de modo a dotar de mais previsibilidade e firmeza o preço da energia que daí decorre. Este modelo foi, de resto, amplamente defendido aquando da sua introdução, não apenas pelo próprio Comercializador de Último Recurso, como pela generalidade dos comercializadores em regime de mercado, pelo que resultaria estranho que se lhe impusesse, por via do mecanismo transitório de custos no mercado spot, um custo de uma intervenção de que não beneficia e que, ao invés de consolidar a firmeza e previsibilidade, poderia adicionar variabilidade e incerteza de curto prazos.

Importa ainda referir que, sendo o Comercializador de Último Recurso contraparte contratual na aquisição da energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida, esta só pode ser revertida em mercado em mecanismos de contratualização a prazo se àquele agente não se impuserem custos de variabilidade de curto prazo. Neste sentido, quaisquer diferenciais resultantes da gestão das duas principais grandezas a que se encontra exposto o Comercializador de Último Recurso – aprovisionamento de energia para abastecimento da carteira de clientes e gestão da energia proveniente de fontes renováveis com tarifa garantida – é repercutida, através do sistema tarifário, no conjunto do SEN.

Quanto à avaliação e acompanhamento do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a ERSE reconhece a pertinência do comentário do CT quanto à disponibilização pública de um relatório específico. Em todo o caso, expressa-se ao CT que a ERSE, nos termos em que o próprio Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio prevê, tem efetuado uma supervisão continuada do citado mecanismo e contribuído com elementos circunstanciados aos decisores de política pública e à própria Assembleia da República a avaliação periódica que efetua do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio. Esta informação soma-se a outra, publicamente acessível na página de Internet da ERSE, sobre o contexto de aplicação do mecanismo e sobre o seu funcionamento, bem como à concretização de desenvolvimentos regulamentares requeridos por lei neste contexto.

A respeito do assunto suscitado pelo CT, referente à aplicação de encargos do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, no referencial de muito curto prazo gerido pelo operador da rede de transporte, importa reiterar que a filosofia de construção e implementação da Diretiva 13-A/2022 foi a de manter total harmonização de princípios com o que sucede em Espanha, dado o caráter ibérico harmonizado do mecanismo. Em todo o caso, cabe salvaguardar que o contexto em que se operam os mercados de balanço e de muito curto prazo em Portugal e Espanha, sendo semelhantes nos seus traços comuns, têm naturais diferenças, quer quanto à dimensão relativa dos dois sistemas, quer quanto ao modo de apurar e imputar custos de balanço aos agentes.

Todavia, deve também mencionar-se que a natureza das citadas diferenças não decorre, na essência, do mecanismo contratual seguido, já que a contratação bilateral não se encontra mais isenta ou sujeita que a contratação em mercado organizado, antes refletindo a dicotomia entre preços expostos a spot ou preços temporalmente fixos. O que não corresponde necessariamente a considerar que a forma de nomeação e liquidação física da energia contratada em bilateral seja a mesma em Portugal e Espanha – em Portugal, o quadro legal e regulamentar estabelece que a nomeação e liquidação física dos contratos bilaterais se efetua junto do operador da rede de transporte, na sua função de gestor global do SEN (GGS); enquanto em Espanha o legislador optou por o fazer no contexto integrado de mercado à vista. Neste contexto, a implementação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio não poderia deixar de atender às condições legais existentes em cada país, o que sucedeu em Portugal com a adoção da Diretiva 13-A/2022.

Cabe ainda mencionar que, por razões de imperativo temporal, desde logo vertidas no próprio Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, a Diretiva 13-A/2022 foi aprovada sem a prévia consulta a que a ERSE habitualmente submete as suas propostas regulamentares, o que, a ter sucedido, poderia mitigar



alguns dos aspetos entretanto suscitados. Sem prejuízo do atrás referido, a ERSE está a avaliar a revisão do quadro regulamentar estabelecido pela citada Diretiva, desde logo no sentido de permitir maior desagregação de informação aos agentes que permita a compreensão dos valores que lhes são faturados. Espera-se que, a breve trecho, esse processo de revisão se encontre concluído.

5. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NO CONTINENTE

5.1 NOVA OPÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A operacionalização da nova opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT tem sido dificultada pela ocorrência de preços negativos desde 1 de janeiro de 2022 nessas mesmas tarifas. A ERSE partilha da preocupação do CT em como é essencial preparar a sua efetiva aplicação com antecedência, permitindo aos clientes em MAT, AT e MT tomar uma escolha informada sobre a sua eventual adoção, podendo isso exigir a adaptação nos processos produtivos ou de gestão de energia.

O trabalho preparativo, a desenvolver pela ERSE, passará num primeiro momento por discutir com os operadores das redes os detalhes da operacionalização, incluindo a classificação dos pontos de entrega pelas três áreas de rede previstas no Regulamento Tarifário. Num segundo momento, é necessário divulgar no mercado as condições de aplicação desta opção tarifária, designadamente junto dos comercializadores e dos consumidores. Idealmente, esta divulgação deve ocorrer no limite até à apresentação da proposta tarifária pela ERSE, relativa ao ano de 2024, dando assim um período superior a 2 meses para os agentes adaptarem os processos e sistemas.

5.2 ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA AS HORAS DE PONTA

O CT observa que os sinais de preço resultantes das opções tarifárias atuais para as tarifas de Acesso às Redes têm vindo a apresentar um desfase crescente face ao sinal de preço horário decorrente do mercado *spot*, com o preço em mercado nas «horas solares» menor face a outros períodos. Efetivamente, nos períodos de verão, os ciclos semanais atualmente existentes continuam a alocar as horas de ponta exclusivamente em períodos da manhã ou da tarde. Tendo presente os critérios de atribuição das horas de ponta que resultam da utilização das redes, o CT observa que o forte sinal de preço do mercado *spot* pode justificar opções de consumo em períodos de ponta, situação contrária ao seu objetivo e que impede a otimização de custo por parte dos consumidores que tomem estas opções. Nesse sentido, propõe à ERSE o estudo de uma alternativa adicional às opções atuais para alocação das horas de ponta fora das «horas solares» que, em caso de viabilidade e mantendo as opções atuais, possa ser implementada.

No caso do exemplo apontado pelo CT, a maior produção solar pode originar preços em mercado inferiores nas horas em que as redes elétricas são mais solicitadas. Nesses períodos, há um desalinhamento entre o sinal preço do mercado grossista (que, por o preço ser inferior, incentivará ao aumento do consumo) e o sinal preço da utilização das redes (que, por corresponder a um período, desde logo, de maior consumo, incentivará a redução do consumo). Tradicionalmente, os períodos de maior solicitação das redes correspondiam também a períodos de preços de mercado mais elevados (por terem que ser acionadas centrais de produção de maior custo marginal).

Assim, com a maior incorporação de energias renováveis na produção elétrica, em particular a solar, é necessário incorporar nas decisões de consumo estes dois sinais, por vezes antagónicos, da utilização das redes e dos preços do mercado grossista, o que a ERSE concorda que pode ser desafiante. Para além da produção solar, o autoconsumo, as comunidades de energia renovável, o armazenamento e a mobilidade elétrica irão certamente conduzir a uma utilização distinta das redes, devendo todas estas novas realidades ser consideradas.

Por um lado, importa garantir que os sinais são os adequados para um uso eficiente do sistema elétrico. Desenhar a diferenciação temporal do sinal de preço para o fornecimento de eletricidade apenas com base em uma das duas componentes levará a uma situação sub-ótima do ponto de vista do sistema elétrico. Do



6. TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

6.1 VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NAS RA

As variações tarifárias nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são diretamente condicionadas pela evolução das tarifas reguladas determinadas para Portugal continental, no sentido de se cumprir o princípio da uniformidade tarifária. Se, em alternativa, as tarifas de venda a clientes finais fossem orientadas pelos proveitos permitidos da EDA nos Açores e da EEM na Madeira, resultariam preços mais elevados para essas regiões.

As variações tarifárias para os consumidores em MT e BTE das Regiões Autónomas, apresentadas na proposta tarifária ²⁸, constituiriam o aumento mais significativo para essas regiões desde que a ERSE fixa as respetivas tarifas. Contudo, esses aumentos estão em linha com os acréscimos observados em Portugal continental na tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo ²⁹, uma vez que as várias tarifas de venda a clientes finais estão orientados para a mesma estrutura tarifária aditiva.

Importa também realçar que o aumento observado na estrutura tarifária do Continente em MT, BTE e BTN foi inferior ao aumento observado nos proveitos permitidos das duas regiões. Enquanto os aumentos das tarifas de Venda a Clientes Finais nas duas Regiões Autónomas foram inferiores a +35% ³⁰, entre as tarifas do ano de 2022 e a proposta de tarifas para o ano de 2023, os proveitos permitidos registaram no mesmo período aumentos de +43% e + 57% nos Açores e na Madeira ³¹, respetivamente. Logo, as regras tarifárias em vigor protegem as duas Regiões Autónomas, de carácter ultraperiférico, de aumentos mais significativos em 2023.

Por último, importa referir que na decisão tarifária final os acréscimos tarifários dos consumidores em MT e BTE das Regiões Autónomas estão cerca de 27 p.p. e 21 p.p. abaixo do previsto na proposta submetida ao CT.

6.2 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Face à solicitação do CT para reanalisar a aplicação do mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, uma alternativa para mitigar os impactes tarifários dos clientes em MT e BTE seria a adoção de variações uniformes em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, em cada Região Autónoma. Isto reduziria as variações tarifárias em MT e BTE, aumentando a variação dos clientes em BTN. Contudo, é de recordar que no seu Parecer à proposta de fixação excecional de tarifas, relativa ao segundo semestre de 2022, o CT não se mostrou favorável a esta abordagem, recomendando a aplicação de «*variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional*» e uma minimização da «*subsídio cruzada entre grupos de consumidores*» ³².

A referida suspensão do mecanismo de convergência tarifária teria como consequência a criação de um défice tarifário nas Regiões Autónomas, a recuperar nas tarifas em anos subsequentes. Tendo em conta que os aumentos que irão ser observados nas Regiões Autónomas estão em linha com os acréscimos de preços em Portugal continental, não seria adequado criar um défice tarifário nas Regiões Autónomas e

²⁸ Como indicado pelo CT, a proposta tarifária apresentou «*acrécimos tarifários previstos para os consumidores de MT e BTE, superiores a 90% na MT e 66% na BTE, em ambas as [Regiões Autónomas]*», comparando os anos de 2022 e 2023.

²⁹ Na proposta tarifária, a tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, a aplicar em Portugal continental, apresentava variações tarifárias entre 2022 e 2023 de +83,8% e +58,0% em MT e BTE respetivamente.

³⁰ De acordo com as secções 4.1 e 4.2 do documento «Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2023», as variações tarifárias da tarifa de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira eram de +34,1% e +32,3%, respetivamente.

³¹ Valores do Quadro 3-7 do documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023».

³² Alínea d) das Recomendações na parte III do Parecer do CT, em "[Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação Excecional](#)".



exigir aos clientes em Portugal continental que paguem os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Havendo nas Regiões Autónomas clientes em MT e BTE que possam ser particularmente afetados pelo aumento das tarifas de Venda a Clientes Finais, os governos regionais, com base em informação mais granular sobre o tecido empresarial, devem decidir se podem e devem direcionar apoios extraordinários às empresas mais afetados pelo aumento do custo de energia. Do ponto de vista da estrutura tarifária do Setor Elétrico, o mecanismo de convergência tarifária já assegura a mitigação das variações tarifárias nas Regiões Autónomas, fazendo repercutir nessas regiões o mesmo efeito das medidas de contenção tarifária aplicáveis aos clientes em Portugal continental.

7. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

7.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DOS CAE

Tal como está referido no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, e de acordo com o artigo n.º 300 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE repercute, através do Regulamento Tarifário, a diferença entre os encargos totais suportados pela REN Trading e as receitas provenientes da venda de energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE ou de leilões do gás natural do contrato de longo prazo, deixando de existir a figura de mecanismo de incentivo previsto para a remuneração da empresa.

Adicionalmente, como já consta na proposta, o mesmo artigo prevê ainda que a venda de energia elétrica por parte da REN Trading, através dos mercados organizados ou da celebração de contratos bilaterais, deverá ser feita considerando a otimização da gestão da energia dos contratos.

Neste enquadramento, a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, mas ao mesmo tempo que faz relevar o horizonte muito limitado até ao fim do CAE da Turbogás (março de 2024) e que um incentivo desta natureza não está já previsto na legislação em vigor.

Em todo o caso, existem vários motivos que justificam que a ERSE tenha de continuar a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pela REN Trading na execução do CAE.

Por um lado, a legislação vigente continua a pressupor que a REN Trading deve gerir de forma eficiente o CAE da Turbogás. Por outro lado, uma gestão inadequada do CAE teria impactes diretos e materialmente relevantes nas tarifas de acessos às redes.

7.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

Nos termos da legislação em vigor, a repercussão nas tarifas do valor final do ajustamento anual carece da sua homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

No entanto a ERSE reconhece a necessidade de resolver esta situação com celeridade, tendo em conta o período de tempo já ocorrido com possíveis implicações financeiras para o ORD e para os consumidores em função dos montantes finais de revisibilidade que vierem a ser aprovados.

Deste modo, a ERSE procurou, em carta enviada recentemente, alertar o membro do Governo responsável pela área da energia para a necessidade de serem concluídos os processos de homologação das revisibilidades anuais dos CMEC ainda pendentes.

8. MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

A monitorização das medidas de contenção tarifária revela-se fundamental e requer por parte da ERSE um acompanhamento contínuo. Refira-se que tais como as restantes rúbricas de custos e proveitos, os montantes associados a estas medidas e considerados em definitivo para efeitos tarifários são auditados



por uma entidade independente, sendo que tem sido solicitado às empresas, nas quais estas medidas são repercutidas, um reporte de informação auditado, detalhado e atualizado.

Em complemento, a ERSE tem apresentado de forma transparente e detalhada toda a informação relativa às medidas de contenção tarifária consideradas nas tarifas nos documentos que acompanham a proposta tarifária. Este esforço de transparência foi intensificado nos documentos que acompanham a publicação das tarifas para 2023, com a inclusão dos valores previstos e efetivamente concretizados relativamente ao ano de 2021 (Quadro 0-14).

No entanto, importa também referir que os montantes alocados a cada uma das medidas de contenção tarifária dependem de indicação por parte do Governo dos valores estimados transferir para redução das tarifas de cada ano. Neste caso, e no âmbito das suas competências a ERSE incorpora nas tarifas os valores comunicados e, sempre que necessário, faz as diligências junto dos órgãos Governamentais responsáveis, para a efetiva transferência dos montantes previstos para o sistema.

9. PROVEITOS PERMITIDOS

9.1 TAXA DE REMUNERAÇÃO

Na preparação dos documentos da proposta tarifária para 2023, submetidos a 15 de outubro ao CT, a taxa de remuneração usada não foi a definitiva, a qual pressuporia a recolha de valores até ao dia 30 de setembro, mas sim a que decorreu da recolha de dados até próximo dessa data, à semelhança do que já ocorreu em processos tarifários anteriores. Nota-se que esta situação tem semelhanças com o que acontece com as taxas de juro dos ajustamentos t-1, que para a proposta são atualizadas até 15 de setembro e na versão definitiva até 15 de novembro, embora não exista uma disposição regulamentar que defina este período para a fase de preparação da proposta. Na versão publicada dos proveitos subjacentes às tarifas para 2023, a ERSE atualizou, como é natural e sempre aconteceu nos exercícios tarifários anteriores, a taxa de remuneração com os dados definitivos para 2022 (até 30 de setembro como definido no mecanismo de indexação).

No que se refere à preocupação do CT relativamente ao modelo de indexação da taxa de remuneração dos ativos, importa referir que na decisão tomada foi garantido equilíbrio entre a perspetiva das empresas e o ponto de vista dos consumidores. De facto, o mecanismo de indexação implementado pela ERSE é simétrico nos limites que impõe à evolução das taxas de remunerações, quer face à subida das *yields* das obrigações do Tesouro, quer face à descida das mesmas.

Estes limites procuram assegurar a estabilidade tarifária e minimizar o risco tanto para as empresas, como para os consumidores, decorrentes de evoluções extremas das *yields* das obrigações do Tesouro, promovendo, em paralelo, uma maior eficiência e racionalidade da decisão de investimentos face ao contexto financeiro envolvente.

9.2 CUSTOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DECORRENTES DE RESPONSABILIDADES EUROPEIAS

A ERSE suporta as suas decisões em elementos facultados pelas empresas no âmbito do reporte de informação para efeitos tarifários, previstos no Regulamento Tarifário, bem como em informação resultante de pedidos de esclarecimentos atempadamente efetuados pela ERSE, em particular para este caso específico dos custos das obrigações do Gestor de Sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador.

Contudo, tal como o Conselho Tarifário refere, estes custos envolvem uma complexidade, quer de reporte, quer de articulação decorrente das obrigações legislativas europeias, que implica uma metodologia de regulação muito particular na atividade de Gestão Global do Sistema. Esta metodologia subentende a avaliação em cada ano do nível de custos verificados e do nível de custos esperados para os anos seguintes.



A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o Gestor de Sistema, prévia à elaboração das Propostas Tarifárias.

Contudo salienta-se que a ERSE continua a aguardar a informação e esclarecimentos solicitados ao Gestor de Sistema sobre os detalhes dos custos ocorridos e projetados das entidades e plataformas que operacionalizam estas obrigações europeias, bem como a sua justificação de forma objetiva e transparente, mantendo a decisão de limitar a aceitação dos custos desta natureza até que a informação e esclarecimentos sejam prestados.

Em concreto, no que diz respeito à CORESO, a componente de custos que tem apresentado maior variação anual, chama-se a atenção para ter sido anteriormente solicitada à REN a apresentação “do plano de desenvolvimento das aplicações associadas a estas competências, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos”, considerado essencial para uma análise adequada.

9.3 DEVOLUÇÃO DE RECEITAS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DECORRENTES DA UTILIZAÇÃO DE APOIOS BT

No âmbito do reporte dos valores previsionais para o presente exercício tarifário, a E-REDES participou a condenação em tribunal arbitral no passado mês de fevereiro e a entrega do montante das receitas provenientes da utilização dos apoios das redes em BT pelos operadores de telecomunicações aos municípios de Santo Tirso e Vila Nova de Gaia durante o ano de 2022.

A consideração deste evento no presente exercício tarifário apresenta-se extemporâneo, desde logo por a definição dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica não incluir o apuramento dos ajustamentos provisórios, no caso concreto, seria o ajustamento relativo ao ano de 2022.

Ademais, encontra-se ainda pendente em vários processos a tomada de decisão final, a proferir por tribunal, quanto à eventual entrega, e em que termos, pela E-REDES aos municípios das receitas obtidas dos operadores de telecomunicações pela utilização de apoios em BT. Não se encontra, pois, encerrado o universo de aplicação desta questão. Assim, e tal como referido pela ERSE no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2023 das empresas reguladas do setor elétrico”, não é ainda possível abordar esta questão de forma geral e definitiva. Finalmente, a tomada de uma posição pela ERSE quanto à repercussão tarifária do pagamento a municípios de receitas de utilização de apoios BT aos operadores de telecomunicações poderia influir quer no interesse em agir das partes, quer nas decisões a tomar.

Complementarmente, o Conselho Tarifário sugeriu à ERSE no seu Parecer que diligenciasse junto da ANACOM no sentido de emanar regulamentação relativa ao acesso e utilização das infraestruturas aptas, nos termos do artigo 19.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na sua redação vigente. A ERSE, tendo em conta o interesse público e o interesse de todos os intervenientes nos processos em causa, de modo a procurar estabilizar o regime em causa para tais situações, reiterou, através de comunicação datada de 29 de novembro de 2022, o pedido à ANACOM (que tem competência para aprovar a regulamentação em causa), no sentido de enviar proposta a esta Entidade.

9.4 FACILITADOR DE MERCADO

Entende a ERSE que, havendo a publicação recente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que procede a alterações substantivas na arquitetura de atuação do facilitador de mercado, com a adoção da figura do Agregador de Último Recurso (AUR) que o substitui, deve a alteração do modelo de regulação desta atividade fazer-se no contexto de revisão regulamentar mais amplo que a alteração legal suscita, precedido de consulta pública e de um mais amplo debate, que o tempo e a circunstância atuais – processo de definição de tarifas anuais – não compreende.



9.5 OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Como referido pelo CT, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio introduzir algumas alterações nos direitos e deveres do Operador de Mudança de Comercializador e de agregador (OLMCA) bem como ao nível da segregação de custos e receitas e sobre a forma de recuperação destas.

Neste contexto, a apresentação e discussão do novo enquadramento regulamentar desta atividade decorrerá no âmbito do processo de consulta pública, previsto para o início de 2023, com efeitos práticos, na proposta tarifária a aprovar para o ano de 2024.

Em particular, no que respeita à regulação importa sublinhar que a mesma deverá considerar os elementos previstos legalmente, designadamente, que a atividade de OLMCA se rege por princípios da utilização racional dos recursos³³, exigindo-se registos contabilísticos individualizados e separados respeitantes à atividade de OLMCA e prevendo-se como receitas o preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários e supletivamente, as tarifas de eletricidade³⁴.

A ERSE, como é habitual, continuará a ter especial atenção aos custos e receitas da atividade do OLMCA, através da aplicação de mecanismos regulatórios que permitam adequá-las às necessidades decorrentes da atividade do operador, em função das competências que lhe estão atribuídas, bem como através do acompanhamento e análise da informação económica e financeira reportada para efeitos tarifários.

9.6 NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS DE TRANSPORTE DO FUELÓLEO NAS RA

A ERSE toma boa nota do comentário do CT, reconhecendo que com a publicação da Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro³⁵, os parâmetros para determinação dos custos eficientes de aquisição de combustíveis encontram-se dispersos em vários documentos.

Na Instrução n.º 9/2022 foi publicada a fórmula de cálculo dos custos de transporte do fuelóleo, tema que havia sido colocado na Consulta de Interessados n.º 4. Nesta instrução foram igualmente publicados os indexantes para aquisição do fuelóleo e a margem de comercialização do gás natural adquirido pela EEM, apesar destes dois temas estarem fora do âmbito da referida Consulta de Interessados, por ter sido considerado relevante pela ERSE proceder à sua clarificação, face aos comentários recebidos.

No que diz respeito à duração das viagens, a ERSE confirma que não publicou este parâmetro para cada uma das rotas de transporte de fuelóleo, que, de uma forma geral, foram ajustadas em função das propostas dos intervenientes na Consulta de Interessados e dos elementos recolhidos junto de entidades especializadas no tema, como seja a PwC, o consultor responsável pelo estudo. Relativamente à taxa de câmbio utilizada, este é um valor que a ERSE atualiza anualmente em função dos mercados financeiros e que serve para todas as conversões necessárias efetuar no processo de cálculo de proveitos, quer estejam, ou não, no âmbito do mecanismo de custos eficientes de combustíveis para as Regiões Autónomas, não sendo assim um parâmetro a fixar à priori, mas sim uma variável definida anualmente em função dos mercados financeiros.

Em suma, face aos comentários recebidos, e à dificuldade manifestada na obtenção dos parâmetros publicados para determinação dos custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, a ERSE procede à publicação dos diversos parâmetros, no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023” e na diretiva de publicação das tarifas, preços e parâmetros para 2023.

³³ Artigo 152.º do Decreto-Lei n.º 15/2022

³⁴ Artigo 156.º, n.º 1 e 3.

³⁵ [Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro](#)



10. TARIFAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

10.1 TARIFA EGME

O CT destaca e concorda com a opção da ERSE de não diferir a recuperação de qualquer componente de proveitos permitidos. Por seu lado, a ERSE releva esta convergência de perspectivas. Na definição anual de proveitos permitidos, a ERSE procura refletir a totalidade dos custos no ano a que estes respeitam com vista à sustentabilidade económica das atividades reguladas, desde que a recuperação integral dos custos num ano não comprometa a evolução da atividade de mobilidade elétrica.

De modo a poder acomodar esta última situação, o Regulamento da Mobilidade Elétrica permite recorrer ao diferimento da recuperação tarifária dos proveitos, designadamente na fase de desenvolvimento da atividade. A ERSE optou por considerar a recuperação integral dos proveitos permitidos de 2023 nas tarifas desse ano, visto que esta opção não impedirá que no ano de 2023 o proveito unitário seja menor do que em 2022 e, conseqüentemente, não impedirá também a consolidação da evolução positiva da mobilidade elétrica.

10.1.1 ESTRUTURA DA TARIFA EGME

O CT, à semelhança de pareceres anteriores, recomenda a reanálise da estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, uma vez que considera que uma tarifa apenas baseada em número de carregamentos não é a mais correta e que, em última instância, poderá penalizar os utilizadores que utilizem veículos elétricos de menor capacidade.

O CT refere que a atual estrutura tarifária da EGME poderá não ser um instrumento totalmente adequado à correta construção dos tarifários associados ao carregamento de UVE em postos públicos. Refere, ainda, que a aplicação da tarifa EGME numa base de €/kWh permitiria diferenciar o valor cobrado em sessões de carregamento de menor volume de energia carregada à bateria do veículo elétrico (VE), em relação às sessões dos carregamentos rápidos ou de maior volume de energia carregada, estabelecendo-se assim um princípio de proporcionalidade, em que os utilizadores de veículos elétricos (UVE) que carregam mais, pagam proporcionalmente mais pela utilização da rede de mobilidade elétrica.

A questão levantada pelo CT tem três dimensões que importa considerar: uma relativa à estrutura das tarifas da EGME, outra relativa ao impacto dessa estrutura nos preços finais pagos pelos UVE e ainda outra sobre uma proporcionalidade entre UVE com sessões de carregamentos de menor e de maior volume de energia.

Quanto à primeira dimensão, a estrutura tarifária deve refletir os custos da respetiva atividade. No caso da gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), a EGME presta serviços de gestão de informação necessária a faturação entre agentes do setor (dados relativos aos fluxos de energia e aos fluxos financeiros). Por esse motivo, o preço deve sinalizar a utilização da rede de dados pelos agentes (n.º de transações de dados, p.e.).

O recurso a grandezas relacionadas com o consumo de eletricidade dos carregamentos (e.g. o consumo médio, kWh/carregamento) não permitiria estabelecer uma relação com a atividade de gestão de informação, pelo que se perderia o sinal relativo a essa atividade, o qual deve estar subjacente à definição da estrutura tarifária.

Em relação à questão do impacto da estrutura das tarifas EGME nos preços finais pagos pelos UVE, importa salientar que as tarifas EGME são aplicáveis a comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) e a operadores de pontos de carregamento (OPC), podendo estes, por sua opção, repassar ou não o custo das tarifas EGME através da mesma variável de faturação.

Efetivamente, o peso das tarifas da EGME na estrutura de custos de CEME e de OPC será tanto maior quanto menor for a energia consumida por carregamento. No entanto, as tarifas da EGME são um custo



de operação destes agentes como quaisquer outros que permitem a sua atividade. Assim, no limite, o custo das tarifas da EGME pode ser variabilizado por CEME e OPC nos preços oferecidos aos seus clientes. Por esse motivo, o impacto da estrutura das tarifas da EGME no preço final pago pelos UVE depende dos preços de CEME e de OPC, estabelecidos livremente por estes.

Importa ainda assinalar que, embora alguns OPC tenham atualizado os seus preços com termos fixos após o início da aplicação de tarifas da EGME em 2021, é um facto que já anteriormente existiam pontos de carregamento que incluíam termo fixo nos preços praticados a UVE.

Quanto à questão da proporcionalidade entre UVE com sessões de carregamentos de menor e de maior volume de energia, essa proporcionalidade será dada, desde logo, pela componente de preço dos CEME, que é relativa ao fornecimento de eletricidade para o carregamento (os preços dos CEME dependem da quantidade de eletricidade para carregamento), e, depois, pela componente de preço dos OPC, que correspondem à infraestrutura de carregadores (sendo que os preços serão, na generalidade, superiores para potências de carregamento mais elevadas).

Para a estimativa dos impactos da proposta no preço final dos UVE, as componentes CEME e OPC, excluindo as tarifas de EGME, representavam 69% a 70% do preço final com taxas e impostos (face a 11% a 12% para as tarifas EGME).

Assim, embora a ERSE compreenda a questão de que a existência de termos fixos penaliza os UVE com veículos elétricos de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME.

10.1.2 DESAGREGAÇÃO DA TARIFA EGME NA FATURAÇÃO

O CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa EGME de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados.

Atualmente, o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) ³⁶ estabelece que os CEME devem assegurar que a faturação ao UVE discrimina os seguintes montantes: a) carregamento do veículo elétrico; b) utilização dos pontos de carregamento; c) outros serviços que possam ser prestados; d) Taxas e impostos [art.º 13.º, n.º 2].

O montante relativo ao carregamento incorpora a tarifa EGME aplicável ao CEME, além das tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, assim como custos de aprovisionamento e de comercialização do CEME. Do mesmo modo, o montante relativo à utilização dos pontos de carregamento inclui a tarifa EGME aplicável ao OPC, além dos restantes custos relativos à atividade de OPC.

Conforme referido anteriormente, os CEME e os OPC não têm a obrigação de repassar o custo das tarifas EGME através da mesma variável de faturação. As tarifas da EGME são um custo de operação destes agentes, como quaisquer outros que permitem a sua atividade. Assim, no limite, o custo das tarifas da EGME pode ser variabilizado por CEME e OPC nos preços oferecidos aos seus clientes.

Face ao exposto, embora concorde com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE, a ERSE entende que a obrigação sugerida pelo CT, de discriminação da tarifa da EGME, não traduziria necessariamente a atuação dos CEME. Além do mais, o conteúdo da fatura aos UVE deve também responder a objetivos de simplicidade, tanto mais relevantes num setor recente.

10.2 COMPARAÇÃO ENTRE VEÍCULOS COM DIFERENTES OPÇÕES DE MOTORIZAÇÃO

O CT assinala que a comparação com outras opções de motorização tem limitações, por não considerar custos de investimento na aquisição e manutenção dos veículos nem custos com eventuais carregadores

³⁶ [Regulamento n.º 854/2019](#), de 4 de novembro, alterado pelo [Regulamento n.º 103/2021](#), de 1 de fevereiro. [Versão consolidada](#).



nas habitações, que desvirtuam o cálculo do custo total. Reitera que a análise deveria limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis. Sugere, em alternativa, considerar os custos na comparação.

A ERSE concorda com as limitações apontadas, tendo-as assinalado na proposta. Por exemplo, no caso dos atuais UVE (que já detêm o veículo elétrico), há aqueles que já fizeram o investimento na instalação de carregadores na habitação ou que têm acesso a esses carregadores (por exemplo, no local de trabalho), pelo que a comparação apresentada é a que reflete a sua situação presente. Do mesmo modo, no caso de atuais UVE que também disponham de um veículo com motor de combustão interna, a comparação também é válida, a menos de diferenças nos custos de manutenção. Quanto às restantes situações, a comparação pode servir, ainda assim, para complementar outra informação relevante, como por exemplo, custos de aquisição de veículos.

Assim, a ERSE considera que o exercício se mantém relevante. De todo o modo, a ERSE procurará perceber se será possível recolher informação acerca de custos de aquisição e manutenção de veículos e de equipamentos auxiliares e, em caso afirmativo, se tal permitirá alargar a análise realizada à consideração desses custos.

11. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A ERSE partilha a preocupação do CT, expressa na recomendação relativa à necessidade da existência de uma monitorização da situação económica e financeira dos ORD exclusivamente em BT. Não obstante o enquadramento da atividade de operação das redes em BT estar, nos últimos anos, na ordem do dia em virtude do aproximar do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em Baixa Tensão, a definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

Assim, a revisão do enquadramento regulatório dos operadores de rede exclusivamente em BT apenas será possível após a clarificação do quadro legal, em resultado do resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

No entanto, sem prejuízo dessa revisão regulamentar estar dependente da definição do quadro legislativo e normativo, que a ERSE continuará a acompanhar, considera-se pertinente desenvolver, desde já, procedimentos que permitam dotar a ERSE de elementos informativos.

Neste sentido, na próxima revisão regulamentar, decorrente da necessidade de adaptação dos regulamentos do setor elétrico ao previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, está previsto a criação de obrigações de prestação de informação pelos ORD exclusivamente em BT à ERSE, no âmbito do Regulamento Tarifário, designadamente com reporte físico e económico-financeiro, relativo a cada ORD exclusivamente em BT.

De facto, sem a prestação de informação consistente, fiável e periódica não é possível à ERSE tomar decisões regulatórias adaptadas a cada caso, tanto mais que, com base na informação recebida (parcial e incompleta) são identificáveis, entre os diferentes operadores das redes, situações muito distintas, sensíveis à estrutura de clientes de cada operador e demais características da rede.

Neste contexto, a ERSE agradece a sugestão do CT e informa que pretende que a mesma seja concretizada na próxima revisão regulamentar do setor elétrico, já em 2023.

A prestação da informação por parte dos ORD exclusivamente em BT é um elemento fundamental para a criação de um quadro regulatório e para assegurar a fundamentação às eventuais decisões tarifárias da ERSE, nesta matéria. Adicionalmente, esta prestação de informação permitirá concretizar um processo de monitorização da situação económica e financeira dos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT.



Não obstante, como acima referido, importa sinalizar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, não prevê qualquer especificidade para estes operadores ou um quadro regulamentar distinto do aplicável à atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Assim, a criação de quadros regulamentares e tarifários específicos tem de ser justificada, estando sujeitos ao cumprimento do princípio da legalidade.

12. OUTROS TEMAS

12.1 TARIFAS FINAIS NEGATIVAS

Tendo a ERSE proposto fixar tarifas de Acesso às Redes negativas para 2023, com maior expressão do que o havia feito para 2022, não se pode excluir que os preços finais resultantes de determinados contratos possam conduzir a faturas com valores totais negativos.

O Conselho Tarifário, no seu parecer sobre a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2023, de 15/11/2022, recomendou que a ERSE avaliasse as *soluções regulatórias que possam ser implementadas perante a eventualidade de poderem vir a existir casos pontuais de tarifas finais negativas* (recomendação final X).

Em face da recomendação recebida, a ERSE formulou uma proposta, fundamentada à luz das normas aplicáveis, dos princípios gerais de fixação de tarifas e do relacionamento comercial entre os agentes, que projetava que o valor final faturado fosse nulo (e não negativo), fazendo criar um saldo favorável ao cliente junto do comercializador, que seria deduzido em faturas ulteriores que assumissem valores positivos.

Tal projeto foi submetido a pronúncia através da consulta de interessados n.º 11/2022, dirigida aos comercializadores de eletricidade a atuar no mercado livre e também ao Conselho Tarifário.

Face aos comentários recolhidos da consulta a interessados e ao parecer do Conselho Tarifário, que considerou que não existiriam condições para o projeto de decisão em apreço ser implementado, e não tendo a ERSE recebido qualquer sugestão de alternativa viável, não foram reunidas as condições para a adoção de solução que pudesse obviar à mencionada situação.

12.2 APLICAÇÃO DA TAXA DE IVA REDUZIDA E CONTRIBUIÇÃO DE AUDIOVISUAL (CAV)

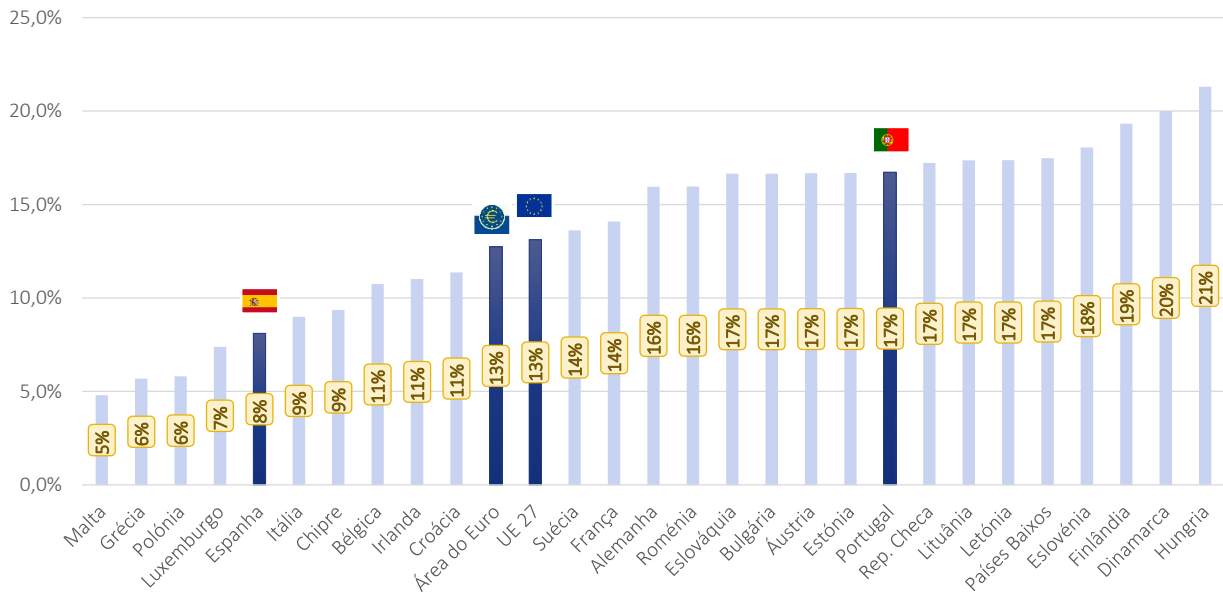
A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

No que respeita à taxa de IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos diferentes países da UE (UE 27), refira-se que, conforme se observa na figura seguinte, na banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos, no 1.º semestre de 2022, 22 países tinham taxas de IVA



entre os 11% e os 21%. O valor da taxa de IVA nesta banda de consumo para Portugal é de 16,7%, apresentando uma redução face ao valor observado no 1.º semestre de 2020, 22,6%³⁷.

Figura 12-1 - Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE 27 – banda DC



Fonte: [Eurostat](#) (elaboração ERSE)

Importa salientar que o valor apresentado para Portugal considera o efeito da taxa de IVA reduzida para a componente fixa da tarifa de Acesso às Redes e da taxa de IVA intermédia (13%) aplicada ao consumo de eletricidade que não exceda 100 kWh (ou 150 kWh, no caso de famílias numerosas), num período de 30 dias, para consumidores com potência contratada até 6,9 kVA.

Como é do conhecimento comum, em outubro de 2022, a taxa de IVA aplicável nestas situações, passou a ser a taxa reduzida de IVA (6%). Assim, perspetiva-se que o valor médio das taxas de IVA para Portugal, sem outras alterações legislativas, seja ainda menor, dado que os valores apresentados não integram a alteração para a taxa reduzida de IVA, ocorrida em outubro de 2022. A título de exemplo, refira-se que o impacto da alteração da taxa intermédia para a taxa reduzida, na fatura mensal de um consumidor com potência contratada de 3,45 kVA, e um consumo de 160 kWh, foi de - 2,9%.

No que respeita à CAV a ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que esta não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Reitera-se, todavia, que a ERSE não detém competências formais que a habilitem a alterar o regime legal da CAV e o regime legal do IVA. Como já referido anteriormente, a ERSE tem privilegiado os aspetos de transparência e da comunicação com os clientes, designadamente através da fatura.

12.3 MECANISMO DE MONITORIZAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA E SUA ATUALIZAÇÃO

O mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia foi introduzido no Regulamento Tarifário através do Regulamento n.º 76/2019, de 18 janeiro, na [consulta pública n.º 68](#). As principais vantagens deste mecanismo foram permitir minimizar a incerteza sobre o custo da energia, por um lado, e permitir uma intervenção atempada da ERSE sempre que existam desequilíbrios significativos entre o custo de

³⁷ Informação apresentada no documento de comentários ao parecer do CT sobre a [“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”](#).



energia efetivo e a tarifa de energia aprovada no processo anual de tarifas. Todavia, como bem salientado no respetivo processo de consulta, este mecanismo não serve para substituir a decisão tarifária e não sendo um mecanismo adequado para responder às significativas alterações dos preços de energia verificados no último ano, decorrentes da escassez de recursos energéticos provocada pela guerra na Ucrânia e a pandemia.

A ERSE considera que a discussão do funcionamento do mecanismo é necessária. Todavia, não se considera que a alteração do mecanismo, neste momento, seja oportuna. As circunstâncias em que vivemos, não proporcionam elementos e informação suficientes sobre a evolução dos preços de energia, para se realizar uma discussão profícua e eficaz sobre este tipo de mecanismos. A aplicação do mecanismo de adequação da tarifa de energia, circunscreve-se a situações de funcionamento normal e regular dos mercados.

De salientar ainda, que este mecanismo não é a resposta às necessidades sentidas pelos agentes do setor, decorrentes do contexto político e económico excecional em que vivemos. Tal como aconteceu em 2022, alterações dessa magnitude carecem de decisões excecionais, adaptadas à natureza do evento, exigindo a consulta aos interessados e o cumprimento dos demais trâmites legais previstos na lei, para alterações regulamentares.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário³⁸ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excepcional*", concretizado em 10 de maio de 2022.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "**Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excepcional**"⁴⁰ cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I GENERALIDADE

De acordo com o disposto no artigo 217º n.º 1 do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de Agosto, doravante designado Regulamento Tarifário (RT) a "*ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente*".

Por seu turno, o n.º 2 do Art.º 217º do RT refere que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Assim, ao abrigo destas disposições legais e do artigo 218º n.º 4 do referido diploma, a ERSE apresentou ao CT, para emissão de parecer, a "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022*", agora em apreço.

A proposta de fixação excepcional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas é justificada pelo atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preço anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade, que se tem verificado desde o final de 2021 e que se intensificou com o início da guerra na Ucrânia, afigurando-se, por isso, determinante para assegurar uma maior estabilidade tarifária.

Esta revisão excepcional é efetuada num cenário de grande incerteza, desde logo por não se conhecerem ainda os efeitos das medidas anunciadas a nível europeu, ibérico e nacional para mitigar os impactos dos

³⁸ Doravante abreviado por CT.

³⁹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁴⁰ Comunicação PCA da ERSE, de 29 abril 2022, E-Tecnicos/2022/557/VM/ao



preços do gás elevados, o que determina o forte incremento do preço de energia elétrica que se verifica nos mercados grossistas europeus.

Efetivamente, a escalada dos preços grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas, sendo suscetível de provocar desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2022 (Diretiva n.º 3/2022, de 7 de Janeiro) e da decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2022 (Diretiva n.º 8/2022, de 11 de Abril).

Estes devem-se, em grande parte, a motivos conjunturais, entre os quais se destacam a guerra na Ucrânia, a retoma económica decorrente da estabilização da situação pandémica e as intervenções para manutenção nas centrais nucleares em França, efeitos cuja intensidade e duração são, à data, dificilmente previsíveis.

Neste contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e com o objetivo de contribuir para uma maior estabilidade tarifária, a revisão excecional das tarifas em 2022 permite mitigar, no Continente, os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução adicional das tarifas de Acesso às Redes (TAR).

A presente proposta de revisão tarifária decorre da revisão dos diferenciais de custos com a PRE e com os CAE, que correspondem a Custos de Política Energética Ambiental ou de Interesse Económico Geral (CIEG).

O Quadro seguinte compara os valores das parcelas de custos que compõem os CIEG, adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, que estão a ser considerados nesta revisão tarifária para o ano de 2022, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2022, resultando o montante de 988M€ a devolver ao sistema.

Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

| | T2022 (Dez 2021) | T2022 (Jun 2022) | Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) |
|--|---------------------|---------------------|---|
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | -1 333 145 | -2 321 779 | -988 634 |
| Diferencial de custo da PRE | -1 636 949 | -2 412 909 | -775 960 |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 65 799 | 65 799 | 0 |
| Diferencial de custo dos CAE | -77 659 | -275 329 | -197 670 |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 262 559 | 262 559 | 0 |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 150 782 | 136 182 | -14 600 |
| Terrenos das centrais | 12 273 | 12 273 | 0 |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 3 158 | 3 158 | 0 |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 0 | 0 | 0 |
| ERSE | 1 207 | 1 207 | 0 |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 398 | 398 | 0 |
| Autoridade da Concorrência | 423 | 423 | 0 |
| Tarifa Social | -115 136 | -115 540 | -404 |
| Alisamento dos custos da PRE | 937 700 | 937 700 | 0 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | -395 445 | -1 384 079 | -988 634 |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 133 569 | 133 569 | 0 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 574 | 34 574 | 0 |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 98 994 | 98 994 | 0 |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | 75 601 | 75 601 | 0 |
| Diferencial extinção TVCF | -931 | -931 | 0 |
| Sobreproveito | -270 | -87 | 183 |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 207 969 | 208 152 | 183 |
| Total CIEG e Sustentabilidade | -187 476 | -1 175 927 | -988 451 |

Notas: 1) A rubrica de diferencial devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui os custos com a convergência tarifária e uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.



A ERSE refere ainda, como medida com impacto direto na redução dos preços, a alocação da verba de 150 milhões de euros às tarifas de Acesso às Redes do setor elétrico, conforme o anunciado na proposta do Orçamento de Estado para 2022.

A alocação de verbas das receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, que constituem receita do Fundo Ambiental para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) está legalmente prevista nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro, 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal constituem receitas a deduzir à tarifa de uso global do SEN, devendo ser transferidas pelo Fundo Ambiental, nos termos estabelecidos por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e do ambiente.

Adicionalmente, o diploma prevê que as receitas de leilões de licenças de emissão, em situações excecionais, devidamente justificadas e tendo em vista prosseguir os objetivos de descarbonização do SEN, possam ser afetadas ao diferencial de custo da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável em cada ano, incluindo o diferencial de custo da produção da cogeração renovável na sua fração renovável, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática.

É, assim, neste contexto que o membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, aprovou o Despacho n.º 1/MAAC/2022, de 29 de abril, que determina a alocação da verba de 150 milhões de euros, a deduzir à tarifa de uso global do Sistema, com efeitos nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

O referido despacho determina, igualmente, que essa verba seja distribuída proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com as seguintes percentagens:

- MAT: 10,17%;
- AT: 28,40%;
- MT: 61,43%.

O CT não pode deixar de notar que esta medida mitigadora não abrange os restantes níveis de tensão.

II ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

O CT regista como positiva e oportuna a iniciativa da ERSE de fixação excepcional de tarifas dado que, no atual contexto de inflação e de incerteza quanto ao futuro em termos de preços, particularmente os de energia, a mesma consubstancia, no horizonte próximo, no Continente, uma atenuação no valor da fatura de eletricidade das famílias e das empresas que não é despiendo.

B. PROVEITOS A RECUPERAR E A TRANSFERIR

B.1. PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

4. O aumento do custo do gás natural nos mercados grossistas internacionais, aliado às condições climatéricas adversas à produção renovável (baixa hidraulicidade e eolicidade), levou ao incremento dos custos variáveis dos centros electroprodutores de ciclo combinado, originando um aumento dos preços de energia elétrica no mercado ibérico desde meados de 2021.
5. Com o término do CAE da central da Tejo Energia, a única central com CAE a atuar em Portugal é a Turbogás que, devido às suas especificidades na aquisição do gás natural definidas no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) e baseado em contrato de longo prazo indexado ao petróleo, passou a ter mais



oportunidades de colocar a sua produção, uma vez que o seu custo variável é identificado na análise como inferior aos preços do mercado grossista de gás. Na presente proposta, a ERSE refere que incrementou a produção estimada de forma a corresponder ao máximo de gás natural previsto na QAC (Quantidade Anual Contratada), pressuposto com o qual o CT concorda.

6. Para além das quantidades, a ERSE reviu em alta a estimativa das receitas unitárias, incluindo os serviços de sistema, de 101,7 €/MWh para 147,6 €/MWh, o que origina um acréscimo de receita previsional na ordem dos 231 M€. A este montante há que deduzir o aumento de 23 M€ do encargo de energia e 10 M€ de custos com as licenças de CO₂. No global a ERSE propõe uma redução do sobrecusto dos CAE relativamente aos valores subjacentes às tarifas em vigor, na ordem dos 198 M€. Como o impacte é apurado ao semestre, só se inclui o contributo de metade deste valor (99 M€).
7. A revisão em alta das tarifas de venda a clientes finais nas regiões autónomas proposta pela ERSE implica uma redução dos montantes da convergência tarifária na RAM e na RAA na ordem dos 7,5 € e 7,1 M€, respetivamente. Tal como no ponto anterior, sendo o impacte apurado ao semestre, só se inclui o contributo de metade deste valor (7,3 M€ na média das duas RA).

B.2. E- REDES

As atividades reguladas pela entidade concessionária da RND (E-REDES) são a Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVART).

De acordo com a proposta de revisão tarifária submetida à discussão, os proveitos permitidos pela atividade de DEE não sofrem alterações.

Por seu lado, os proveitos permitidos pela atividade de CVART são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos, designadamente:

- redução dos proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, em 212,3 milhões de euros;
- redução do diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida, em 776,0 milhões de euros;
- alteração da previsão dos custos totais com a tarifa social em Portugal Continental, em 404 mil euros.

A tabela abaixo resume as alterações nos proveitos permitidos pela atividade de CVART a recuperar pela E-REDES.



| | | Unidade: 10 ⁷ EUR | | |
|----------|--|------------------------------|---------------------|---|
| | | T2022 (Dez 2021) | T2022 (Jun 2022) | Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) |
| A | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS | -223 799 | -1 211 846 | -988 047 |
| (+) | Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema | 157 769 | -54 501 | -212 270 |
| (+) | Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial | -699 249 | -1 475 209 | -775 960 |
| | SPRE ¹ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | -614 854 | -1 334 826 | -719 972 |
| | SPRE ² Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | -84 395 | -140 383 | -55 988 |
| (+) | CMEC | 65 799 | 65 799 | 0 |
| | Parcela Fixa dos CMEC | 60 987 | 60 987 | 0 |
| | Renda anual - valor inicial | 67 532 | 67 532 | 0 |
| | Ajustamentos | -6 545 | -6 545 | 0 |
| | PA_{UGS} | 3 666 | 3 666 | 0 |
| | Parcela de Acesso dos CMEC | 3 666 | 3 666 | 0 |
| | Devolução de valores do passado | -21 871 | -21 871 | 0 |
| | Reversão serviços sistema | 0 | 0 | 0 |
| | Regularização ajustamento parcela acesso | 0 | 0 | 0 |
| | Renda anual - ajustamento final | 18 948 | 18 948 | 0 |
| | Ajustamentos | 6 589 | 6 589 | 0 |
| | CP_{UGS} | 0 | 0 | 0 |
| | Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte | 0 | 0 | 0 |
| | PA_{UGS} | 3 146 | 3 146 | 0 |
| | Desvios de faturação t-1 - parcela fixa | -3 427 | -3 427 | 0 |
| | Desvios de faturação t-1 - parcela acesso | 4 573 | 4 573 | 0 |
| (-) | Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2 | -43 913 | -43 913 | 0 |
| (+) | EST_{UGS} | 209 170 | 209 170 | 0 |
| | Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária | 209 170 | 209 170 | 0 |
| | C¹_{UGS} | 75 601 | 75 601 | 0 |
| | Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados | 75 601 | 75 601 | 0 |
| | EST¹ | 34 574 | 34 574 | 0 |
| | Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto | 34 574 | 34 574 | 0 |
| | EST² | 98 994 | 98 994 | 0 |
| | Repercutido nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto | 98 994 | 98 994 | 0 |
| (+) | Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE | -931 | -931 | 0 |
| | em NT | 10 | 10 | 0 |
| | em BTE | -16 | -16 | 0 |
| | em BT | -926 | -926 | 0 |
| (+) | Sobreprovento associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro | -270 | -87 | 183 |
| B | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT | 300 583 | 300 583 | 0 |
| (+) | Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica | 293 958 | 293 958 | 0 |
| (-) | Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2 | -6 625 | -6 625 | 0 |
| C | Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC | 1 360 | 1 360 | 0 |
| (+) | Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC | 1 309 | 1 309 | 0 |
| (-) | Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2 | -52 | -52 | 0 |
| D | A + B + C | 78 144 | -909 903 | -988 047 |
| | Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental | -115 136 | -115 540 | -404 |

Fonte: ERSE (Quadro 3-10 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022).

B.3. SU ELETRICIDADE

1. A SU Eletricidade desenvolve a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE), que corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida, no mercado organizado, ou através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.
2. A atividade de CVEE é desagregada na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC) e na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE), sendo que a presente revisão tarifária excepcional impacta os proveitos destas duas funções, como consequência da atualização em alta do preço da energia elétrica.
3. No que diz respeito à função de CVEE FC verifica-se um acréscimo do proveito permitido anualizado, apresentado no quadro seguinte, no valor de 69,7 milhões de euros, motivado pela revisão do custo médio de aquisição de energia elétrica para 136,6 €/MWh. Face à incerteza do momento que se vive e à volatilidade dos mercados, a ERSE optou por considerar, na atualização da estimativa deste custo médio, apenas os valores reais já ocorridos e manter as previsões para o restante ano consideradas nas tarifas de 2022, publicadas em dezembro de 2021.



| CCEE FC | Proveitos anualizados T2022 (10 ³ Eur) | | |
|---|---|----------------|---------------|
| | Dez 2021 | Jun 2022 | Diferença |
| Custos permitidos com aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes | 236.305 | 306.017 | 69.712 |
| Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui desvios e serviços de sistema) (Eur/MWh) | 105,50 | 136,62 | 31,12 |
| Quantidade de energia elétrica para fornecimento aos clientes CUR (GWh) | 2.240 | 2.240 | 0 |
| Custos de funcionamento afetos à função de CCEE FC, previstos para o ano t | 3.461 | 3.461 | 0 |
| Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE | 239.766 | 309.478 | 69.712 |

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág. 52

- Relativamente à função de CCEE PRE o proveito permitido anualizado proposto nesta revisão excepcional das tarifas apresenta um decréscimo de 776,0 milhões de euros, de acordo com o quadro seguinte. Na origem da redução do proveito está o efeito conjugado da atualização, em baixa, da estimativa da quantidade fornecida pelos PRE e o acréscimo do preço base no mercado, que provocou um aumento da receita unitária de venda desta produção. Consta-se ainda uma variação no preço médio de aquisição, embora apenas motivado pelo efeito da alteração das quantidades da PRE. Com efeito, os preços de aquisição aos PRE, por tecnologia, não sofreram qualquer atualização.
- Por outro lado, verifica-se um acréscimo do valor das medidas mitigadoras com impacto na PRE FER, devido ao adicional de 150 milhões de euros que se prevê serem transferidos do Fundo Ambiental para o SEN.

| CCEE PRE | Proveitos anualizados T2022 (10 ³ Eur) | | |
|--|---|-------------------|-----------------|
| | Dez 2021 | Jun 2022 | Diferença |
| Diferencial de custo PRE FER ano t [1] = [2]*([3]-[4]) | 110.901 | -459.071 | -569.972 |
| Quantidade (GWh) [2] | 16.052 | 15.685 | -367 |
| Preço médio de aquisição (€/MWh) [3] | 94,3 | 94,4 | 0,1 |
| Preço de referência para cálculo do diferencial de custo PRE (€/MWh) [4] | 87,4 | 123,7 | 36,3 |
| Medidas mitigadoras do diferencial de custos da PRE FER [5] | -554.854 | -704.854 | -150.000 |
| Diferencial de custo PRE NFER ano t [6] = [7]*([8]-[9]) | -26.213 | -82.201 | -55.988 |
| Quantidade (GWh) [7] | 6.521 | 1.809 | -4.712 |
| Preço médio de aquisição (€/MWh) [8] | 83,4 | 78,2 | -5,2 |
| Preço de referência para cálculo do diferencial de custo PRE (€/MWh) [9] | 87,4 | 123,7 | 36,3 |
| Total do diferencial de custos da PRE e medidas mitigadoras [1]+[5]+[6] | -470.166 | -1.246.126 | -775.960 |

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, págs. 31 e 48

- O CT considera ajustada esta atualização do proveito permitido da SU Eletricidade, motivada pela revisão de pressupostos como o custo de aquisição de energia e a quantidade fornecida pela PRE, que teve por base a realidade do primeiro trimestre do ano.

B.4. ORD BT

- O CT tem alertado, em alguns dos seus Pareceres, para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades dos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT.
- Entende o CT que aquele quadro deverá abordar, nomeadamente, a exploração de redes exclusivamente em BT, a escala desta operação, a separação de atividades, bem como definir os valores das tarifas de acesso às redes e da aquisição de energia.



3. Um exercício de avaliação da margem bruta da atividade de operação de rede de um dos ORDbt, permite verificar que a margem entre a compra e a venda de tarifas de acesso vai ter, com a atual proposta, uma redução de cerca de 42% (decrece de 0,0374€/kWh para 0,0217€/kWh)⁴¹.
4. Um exercício de avaliação do diferencial das tarifas de Uso Global do Sistema entre a compra e a venda, permite verificar que o mesmo se torna negativo, o que determinará estar o ORDbt a financiar esta tarifa em 0,0060€/kWh com a atual proposta.
5. No contexto da atual crise energética, conforme o CT referiu no Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para 2022, é inquestionável que um quadro regulatório específico para a atividade destes agentes do SEN, facilitaria a determinação dos proveitos permitidos a recuperar pelos mesmos.
6. Reitera igualmente o CT, que deverá ser efetuada com urgência uma avaliação sobre o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.

C. TARIFAS

A proposta de fixação excepcional de tarifas resulta do acentuado aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, não previsto na sua totalidade nos proveitos a recuperar pelas tarifas em vigor. Este acréscimo do preço de energia elétrica tem impactes nos diferenciais de custo da PRE e do CAE, sendo este o principal fator determinante da corrente revisão de proveitos e de tarifas.

Paralelamente, foram atualizadas as estimativas da energia produzida pela PRE e pelo produtor com CAE. Finalmente, foi também considerada a afetação, ao setor elétrico nacional, de 150 milhões de euros do Fundo Ambiental.

A atualização dos proveitos das rubricas mencionadas implica a revisão da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema, assim como das restantes tarifas que incorporam estas duas, não sendo alteradas apenas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

As tarifas são estabelecidas tendo como base a nova estimativa de proveitos para o ano de 2022. O facto das novas tarifas serem aplicadas por um período de 6 meses tem como resultado uma recuperação parcial da nova estimativa de proveitos totais do ano. Desta forma, estas tarifas permitem recuperar no 2.º semestre metade da nova estimativa de custos para 2022, deduzidos da medida mitigadora de 150 milhões de euros. Os desvios decorrentes da aplicação de tarifas distintas no 1.º semestre serão recuperados posteriormente, através do mecanismo dos ajustamentos tarifários, previsto no Regulamento Tarifário.

Considerando o disposto na Portaria nº 359/2015 de 14 de outubro, que efetua a terceira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, refere a ERSE “[...] estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária [...]”.

Atento o enquadramento legal as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RAJ) e do diferencial de custo com os CAE (CAEj), são as que constam do quadro seguinte.

⁴¹ Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kWh tendo em consideração o perfil de consumo fornecido por um dos 10 ORDbt

Quadro 4-10 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|------------------|---------|--------|--------|----------|---------|-----------|
| RA _j | -0,860% | 8,202% | 7,387% | 119,613% | 79,762% | -114,104% |
| CAE _j | -0,860% | 8,202% | 7,387% | 119,613% | 79,762% | -114,104% |

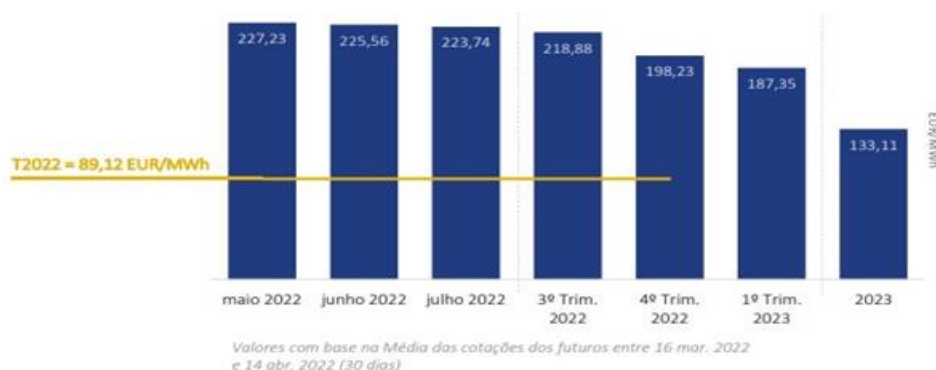
Fonte: ERSE Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro 2022

Neste contexto, entende o CT que os critérios de repartição definidos pela ERSE agora apresentados, são os adequados para mitigar o impacto do diferencial de custos decorrente da alta dos preços da energia sentido por cada grupo de consumidores.

C.1. ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

1. No último semestre de 2021, observou-se uma forte subida dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, devido à escalada dos preços do gás natural, que se reflete diretamente no preço de mercado.
2. Este contexto adverso agravou-se com o conflito na Ucrânia, que aumentou significativamente a volatilidade dos mercados de energia e a incerteza sobre o futuro do setor energético.
3. Em consequência, os preços de eletricidade nos mercados grossistas em 2022 têm-se situado consideravelmente acima do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, que fixaram as tarifas para 2022, entretanto corrigidas pela diretiva nº 8/2022 da ERSE, de 11 de abril.
4. A Figura seguinte apresenta a evolução das cotações dos futuros da energia elétrica para os próximos meses, para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2023. De acordo com a proposta da ERSE, os futuros registavam uma cotação média de 209 EUR/MWh para o segundo semestre de 2022.

Figura 2-7 – Evolução da cotação de futuros de energia elétrica



Fonte: ERSE "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022", pág. 27.

5. O CT salienta que, apesar destas cotações estarem acima do considerado nas tarifas em vigor, a ERSE optou por considerar nesta proposta os valores reais já ocorridos e manter as previsões para o restante ano consideradas nas tarifas de 2022, publicadas em dezembro de 2021.
6. A ERSE justifica esta opção com base nas incertezas sobre o mercado de futuros, tendo em atenção a evolução dos fatores conjunturais que os justificam e a eventual entrada em vigor das medidas mitigadoras anunciadas a nível europeu, ibérico e nacional.



- O CT compreende as motivações da ERSE, mas faz notar que a manutenção das previsões consideradas nas tarifas de 2022 poderá originar no segundo semestre um desvio, tal como o ocorrido no primeiro semestre.
- Considerando os valores reais disponíveis, os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR e as previsões consideradas nas tarifas de 2022 publicadas em dezembro de 2021, o custo médio de aquisição definido para o segundo semestre de 2022 é de 136,62 EUR/MWh, superior ao previsto inicialmente para 2022 (105,50 EUR/MWh), como se constata no quadro seguinte.

Quadro 2-1 – Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹³ para fornecimento dos clientes
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

| | T2022 (Dez 2021) | T2022 (Jun 2022) | Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) |
|--|---------------------|---------------------|---|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 105,50 | 136,62 | 31,12 |
| Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh) | 89,11 | 127,15 | 38,04 |
| % de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%) | 21,5% | 44,2% | 22,7 p.p |

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

Fonte: ERSE Quadro 2-1 da Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022

- No âmbito do mecanismo de adequação da tarifa de Energia, estabelecido regulamentarmente, a ERSE continuará a monitorizar trimestralmente a evolução do preço de energia no mercado organizado, atualizando a tarifa de Energia do mercado regulado, sempre que existam desvios significativos no preço médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas.
- O CT reitera a recomendação constante do seu Parecer à Proposta de Tarifas para 2022 que o "mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização", previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.

C.2. EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

C.2.1. UGS

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está “associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário” e resulta inalterada relativamente à que está em vigor para o corrente ano, assumindo os valores discriminados no quadro infra, relativo às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT:

| USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I | PREÇOS |
|-----------------------------------|---------|
| Energia ativa | EUR/kWh |
| Horas de ponta | 0,0012 |
| Horas cheias | 0,0012 |
| Horas de vazio normal | 0,0012 |
| Horas de super vazio | 0,0012 |

Fonte: ERSE (Quadro 4-3 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT), pág. 66.



Já a parcela II da tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT recupera, entre outros, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG), onde se reflete um maior diferencial dos CAE, bem como uma diminuição do sobrecusto das regiões autónomas. A conjugação destes fatores permite, nesta revisão extraordinária, um decréscimo importante da parcela II da tarifa UGS, segundo o quadro:

| USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II | | PREÇOS |
|------------------------------------|--|---------|
| Energia ativa | | EUR/kWh |
| Horas de ponta | | -0,0023 |
| Horas cheias | | -0,0023 |
| Horas de vazio normal | | -0,0023 |
| Horas de super vazio | | -0,0023 |

Fonte: ERSE (Quadro 4-4 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT), pág. 66.

Relativamente à parcela II em vigor, verificou-se um decréscimo de 0,0043 €/kWh (4,3 €/MWh) em todos os períodos tarifários⁴², resultante dos principais fatores elencados.

O CT considera positivo este decréscimo expressivo da parcela II que se irá refletir, favoravelmente, nas tarifas de acesso às redes.

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é também composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, aplicando-se, *mutatis mutandis*, o referido anteriormente.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos com a gestão do sistema, refletindo-se integralmente junto dos clientes nos mesmos montantes que estão atualmente em vigor e apresentados no quadro seguinte:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I | | | | | |
|---|-----------------------|--------------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Energia ativa EUR/kWh | | | |
| | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 |
| AT | 4 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 |
| MT | 4 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 | 0,0012 |
| BTE | 4 | 0,0014 | 0,0013 | 0,0013 | 0,0013 |
| BTN> | 3 | 0,0014 | 0,0013 | 0,0013 | |
| BTN< tri-horárias | 3 | 0,0014 | 0,0013 | 0,0013 | |
| BTN bi-horárias | 2 | 0,0013 | | 0,0013 | |
| BTN simples | 1 | 0,0013 | | | |

Fonte: ERSE (Quadro 4-7 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 69.

⁴² A parcela II em vigor é de 0,0020 €/kWh em todos os períodos tarifários.



- **Imputação de 150 milhões de euros adicionais, provenientes do Fundo Ambiental, para a redução das tarifas de Acesso às Redes no 2.º semestre de 2022**

O CT releva que a distribuição proposta dos 150 M€ adicionais para a redução das tarifas de acesso às redes se realizou segundo as percentagens anteriormente referidas (MAT - 10,17%, AT – 28,40% e MT – 61,43%) o que corresponde a uma distribuição proporcional aos consumos considerados pela ERSE na sua caracterização do consumo para 2022 em MAT (2.468 GWh), AT (6.893 GWh) e MT (14.907 GWh).

Esta distribuição proporcional contrasta com a que foi assegurada para os 508 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, resultante de receitas com o ISP, leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com a CESE, num total 382,65 M€, assim como da afetação dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, nos termos do Despacho n.º 1213/2021/SEO, de 9 de junho no valor de 125,78 M€. Neste caso, o montante referido foi distribuído segundo as seguintes percentagens:

MAT – 5,80%; AT – 20% e MT – 74,20%

O CT regista a diferença de pesos na distribuição destes montantes nos dois despachos referidos anteriormente.

- **Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

Os fatores de modulação dos CIEG por período horário (ver quadro infra) revelam uma modulação constante por todos os períodos horários ao contrário do que está em vigor. Atualmente, existe um maior desagravamento dos CIEG nos períodos de ponta relativamente a períodos de cheias e de vazio, o que não acontece na atual proposta, em que a modulação é uniforme em todos os períodos horários.

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kp_j^{CIEG} | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| Kc_j^{CIEG} | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |

Fonte: ERSE (Quadro 4-11 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário), pág. 71.

Não obstante o facto dos CIEG serem negativos em todos os níveis de tensão, a modulação uniforme e igual à unidade (ausência de modulação) altera a ponderação dos fatores de imputação dos CIEG aos consumos em horas de ponta⁴³, face ao que se verificava até aqui.

O CT questiona sobre a razão desta alteração.

- **Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

A repartição de CIEG proposta para o 2º semestre de 2022 é a que se apresenta no quadro seguinte:

⁴³ Relembramos que os fatores de modulação de CIEG podem tomar valores positivos inferiores a 1



| Unidades: milhões de euros | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< | TOTAL |
|--|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Diferencial de custo PRE (DL90/2006) | -30,0 | -93,5 | -282,1 | -2,0 | -3,6 | -331,2 | -742,4 |
| Diferencial de custo PRE (não DL90/2006) | -3,2 | -8,6 | -19,8 | -4,5 | -2,8 | -31,3 | -70,2 |
| Diferencial de custo dos CAE | 0,4 | -9,6 | -12,0 | -127,6 | -85,7 | 96,8 | -137,7 |
| CMEC | 0,5 | 1,0 | 4,3 | 1,5 | 1,6 | 24,0 | 32,9 |
| Garantia de potência | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,1 | 0,1 | 0,6 | 1,6 |
| Diferencial de custo das RA | -0,6 | 5,6 | 5,0 | 81,4 | 54,3 | -77,7 | 68,1 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 3,6 | 10,1 | 21,9 | 4,7 | 2,5 | 24,0 | 66,8 |
| Ajust. de aquisição de energia | 2,0 | 5,7 | 12,4 | 2,7 | 1,4 | 13,6 | 37,8 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,0 | -0,1 | -0,2 | 0,0 | 0,0 | -0,2 | -0,5 |
| Sobreprovento | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Terrenos | 0,3 | 0,9 | 2,0 | 0,4 | 0,2 | 2,2 | 6,1 |
| PPEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | -26,8 | -88,2 | -267,9 | -43,4 | -32,0 | -279,2 | -737,5 |

Fonte: ERSE (Quadro 4-13 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento), pág. 72.

Baseado neste quadro e no quadro homólogo referente à repartição de CIEG em vigor, bem como na caracterização da procura para 2022, foi possível construir o quadro infra que compara o diferencial de custos pelos diferentes níveis de tensão.

| Ano | MAT | | | | | | AT | | | | | | MT | | | | | | BTE | | | | | | BTN > 20,7 kVA | | | | | | BTN ≤ 20,7 kVA | | | | | |
|--|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|--|--|--|--|--|
| | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | 2022 | | | | | | | |
| | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | Tarif. em vigor | Prop.(2º sem.) | | | | | | |
| Consumo previsto (CUR + ML) (GWh) | 2 468 | 1 234 | 6 893 | 3 447 | 15 907 | 7 954 | 3 407 | 1 704 | 1 799 | 900 | 17 078 | 8 539 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | € | €/MWh | | | | | | |
| Diferencial de custo PRE (DL 90/2016) | -29,5 | -11,95 | -30,0 | -24,31 | -101,7 | -14,75 | -93,5 | -27,13 | -377,7 | -23,74 | -282,1 | -35,47 | -0,6 | -0,18 | -2,0 | -1,17 | -1,1 | -0,61 | -3,6 | -4,00 | -104,2 | -6,10 | -331,2 | -38,79 | | | | | | | | | | | | |
| Diferencial de custo PRE (não DL 90/2016) | -2,6 | -1,05 | -3,2 | -2,59 | -6,7 | -0,97 | -8,6 | -2,50 | -17,7 | -1,11 | -19,8 | -2,49 | -4,7 | -1,38 | -4,5 | -2,64 | -3,7 | -2,06 | -2,8 | -3,11 | -49,1 | -2,88 | -31,3 | -3,67 | | | | | | | | | | | | |
| Diferencial de custo dos CAE | -3,6 | -1,46 | 0,4 | 0,32 | -7,5 | -1,09 | -9,6 | -2,79 | -21,0 | -1,32 | -12,0 | -1,51 | 10,0 | 2,94 | -127,6 | -74,90 | 1,3 | 0,72 | -85,7 | -95,28 | -56,8 | -3,33 | 96,8 | 11,34 | | | | | | | | | | | | |
| CMEC | 1,0 | 0,41 | 0,5 | 0,41 | 2,0 | 0,29 | 1,0 | 0,29 | 8,6 | 0,54 | 4,3 | 0,54 | 3,0 | 0,88 | 1,5 | 0,88 | 3,2 | 1,78 | 1,6 | 1,78 | 48,0 | 2,81 | 24,0 | 2,81 | | | | | | | | | | | | |
| Garantia de potência | 0,2 | 0,08 | 0,1 | 0,08 | 0,5 | 0,07 | 0,2 | 0,06 | 1,0 | 0,06 | 0,5 | 0,06 | 0,2 | 0,06 | 0,1 | 0,06 | 0,1 | 0,06 | 0,1 | 0,11 | 1,1 | 0,06 | 0,6 | 0,07 | | | | | | | | | | | | |
| Diferencial de custo das Regiões Autónomas | 14,2 | 5,75 | -0,6 | -0,49 | 29,5 | 4,28 | 5,6 | 1,62 | 72,5 | 4,56 | 5,0 | 0,63 | -58,7 | -17,23 | 81,4 | 47,78 | -17,2 | -9,56 | 54,3 | 60,37 | 110,5 | 6,47 | -77,7 | -9,10 | | | | | | | | | | | | |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 7,2 | 2,92 | 3,6 | 2,92 | 20,2 | 2,93 | 10,1 | 2,93 | 43,7 | 2,75 | 21,9 | 2,75 | 9,4 | 2,76 | 4,7 | 2,76 | 5,0 | 2,78 | 2,5 | 2,78 | 48,0 | 2,81 | 24,0 | 2,81 | | | | | | | | | | | | |
| Ajustamento de Aquisição de Energia | 4,1 | 1,66 | 2,0 | 1,62 | 11,4 | 1,65 | 5,7 | 1,65 | 24,8 | 1,56 | 12,4 | 1,56 | 5,3 | 1,56 | 2,7 | 1,58 | 2,8 | 1,56 | 1,4 | 1,56 | 27,1 | 1,59 | 13,6 | 1,59 | | | | | | | | | | | | |
| Diferencial extinção TVCF | -0,1 | -0,04 | 0,0 | 0,00 | -0,1 | -0,01 | -0,1 | -0,03 | -0,3 | -0,02 | -0,2 | -0,03 | -0,1 | -0,03 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | -0,3 | -0,02 | -0,2 | -0,02 | | | | | | | | | | | | |
| Sobreprovento | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | -0,1 | -0,01 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | -0,1 | -0,01 | 0,0 | 0,00 | | | | | | | | | | | | |
| Terrenos | 0,7 | 0,28 | 0,3 | 0,24 | 1,9 | 0,28 | 0,9 | 0,26 | 4,0 | 0,25 | 2,0 | 0,25 | 0,9 | 0,26 | 0,4 | 0,23 | 0,5 | 0,28 | 0,2 | 0,22 | 4,4 | 0,26 | 2,2 | 0,26 | | | | | | | | | | | | |
| PPEC | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | 0,0 | 0,00 | | | | | | | | | | | | |
| Total | -8,4 | -3,40 | -26,9 | -21,80 | -50,5 | -7,33 | -88,3 | -25,62 | -262,2 | -16,48 | -268,0 | -33,70 | -35,3 | -10,36 | -43,3 | -25,42 | -9,1 | -5,06 | -32,0 | -35,58 | 28,6 | 1,67 | -279,2 | -32,70 | | | | | | | | | | | | |
| Redução (€/MWh) | 18,4 | | 18,3 | | 17,2 | | 15,1 | | 30,5 | | 34,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Redução (%) | 540% | | 250% | | 104% | | 145% | | 603% | | 2052% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

O CT destaca que, na atual proposta de tarifário, as maiores reduções de CIEG, em termos absolutos e percentuais, ocorrem nos níveis de tensão BTN ≤ 20,7 kVA (- 34,4 €/MWh; - 2052%), BTN > 20,7 kVA (- 30,5 €/MWh; - 603%).

Nesta proposta excecional de tarifas, verifica-se uma significativa alteração na redistribuição dos CIEG nos diferentes níveis de tensão face às atuais Tarifas, questionando o CT a razão desta alteração.

Com base nos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento foi possível elaborar o quadro da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias que se apresenta de seguida:



| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II | | | | | | |
|--|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Potência contratada EUR/(kW.dia) | Energia ativa EUR/kWh | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | -0,0017 | -0,0204 | -0,0204 | -0,0204 | -0,0204 |
| AT | 4 | -0,0017 | -0,0243 | -0,0243 | -0,0244 | -0,0244 |
| MT | 4 | -0,0017 | -0,0344 | -0,0344 | -0,0345 | -0,0345 |
| BTE | 4 | -0,0017 | -0,0253 | -0,0253 | -0,0254 | -0,0254 |
| BTN> | 3 | -0,0017 | -0,0354 | -0,0354 | | -0,0355 |
| BTN< tri-horárias | 3 | -0,0017 | -0,0315 | -0,0314 | | -0,0315 |
| BTN bi-horárias | 2 | -0,0017 | | -0,0314 | | -0,0315 |
| BTN simples | 1 | -0,0017 | | | -0,0314 | |

Fonte: ERSE (Quadro 4-15 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 74.

Como se depreende do quadro supra deixa de ser imposto um efeito de modulação de consumo, sendo a parcela II da tarifa UGS, praticamente constante para cada nível de tensão e período horário.

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II resulta no quadro infra:

| PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA | | | | | | |
|---|-----------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|----------------------|
| Níveis de tensão e opções tarifárias | N.º períodos horários | Potência contratada EUR/(kW.dia) | Energia ativa EUR/kWh | | | |
| | | | Horas de ponta | Horas cheias | Horas de vazio normal | Horas de super vazio |
| MAT | 4 | -0,0017 | -0,0192 | -0,0192 | -0,0192 | -0,0192 |
| AT | 4 | -0,0017 | -0,0231 | -0,0231 | -0,0232 | -0,0232 |
| MT | 4 | -0,0017 | -0,0332 | -0,0332 | -0,0333 | -0,0333 |
| BTE | 4 | -0,0017 | -0,0239 | -0,0240 | -0,0241 | -0,0241 |
| BTN> | 3 | -0,0017 | -0,0340 | -0,0341 | | -0,0342 |
| BTN< tri-horárias | 3 | -0,0017 | -0,0301 | -0,0301 | | -0,0302 |
| BTN bi-horárias | 2 | -0,0017 | | -0,0301 | | -0,0302 |
| BTN simples | 1 | -0,0017 | | | -0,0301 | |

Fonte: ERSE (Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias), pág. 74.

O CT releva a redução da tarifa UGS aqui proposta.

C.2.2. EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

C.2.2.1. DEVOLUÇÃO ANTECIPADA DE BENEFÍCIOS

O CT considera esta revisão excepcional das tarifas em 2022 fundamental para assegurar uma maior estabilidade tarifária face ao atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade, permitindo mitigar, no Continente, os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução das tarifas de Acesso às Redes.

A redução proposta resulta da devolução antecipada aos consumidores de benefícios superiores aos inicialmente previstos decorrentes do diferencial de preço médio de mercado, dos custos com a produção em regime especial (PRE) e com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), bem como de receitas adicionais dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.



C.2.2.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

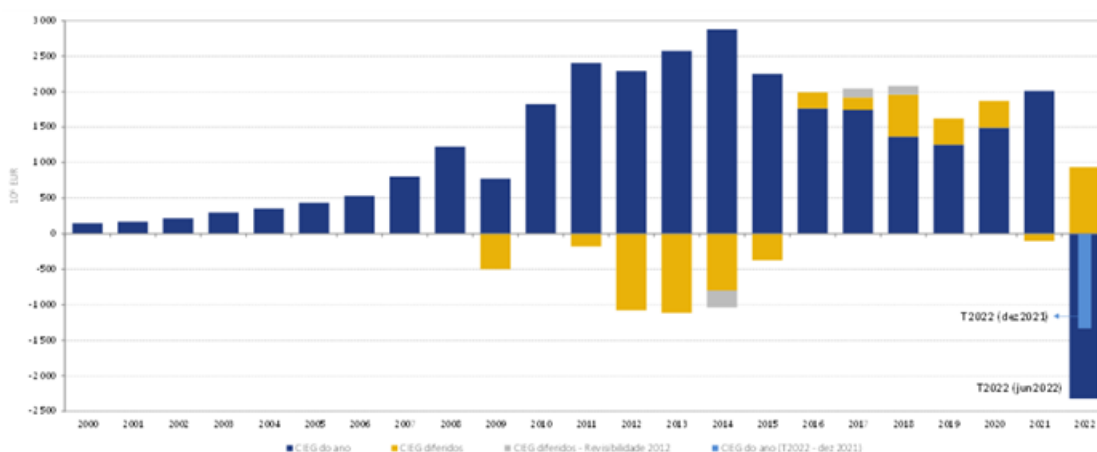
A variação das tarifas de Acesso às Redes, entre 2022 e 2021, integrando em 2022 o valor das tarifas resultantes da fixação excepcional prevista e com efeitos a partir de 1 de julho de 2022, apresenta reduções muito significativas em todos os níveis de tensão, como documentado no quadro infra constante da proposta em análise.

| | Varição 2021 / 2022 |
|-----------------------------------|------------------------|
| Tarifas de Acesso às Redes em MAT | -134,4% |
| Tarifas de Acesso às Redes em AT | -126,5% |
| Tarifas de Acesso às Redes em MT | -113,0% |
| Tarifas de Acesso às Redes em BTE | -75,1% |
| Tarifas de Acesso às Redes em BTN | -68,4% |

Fonte: Comunicado da ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág.2.

A redução das tarifas de Acesso às Redes é o resultado de um decréscimo acentuado na tarifa de Uso Global do Sistema, resultado da diminuição dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), que se traduzem num benefício para o sistema, superior ao estimado no exercício tarifário de dezembro de 2021, conforme ilustrado na figura seguinte.

Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Fonte: Comunicado da ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág.3.

C.2.2.3. CONCLUSÕES FINAIS

1. O CT alerta para o facto de que, embora se confirmem os valores médios da ERSE, os valores reais efetivos para cada grupo de consumo podem ser consideravelmente diferentes, para mais ou para menos. Contudo o CT não pode deixar de relevar o efeito positivo, no Continente, desta redução nas empresas e nas famílias.
2. A variação agora proposta para as TAR serão, em valor absoluto, as apresentadas no quadro seguinte, onde se verifica que não há alteração no termo de potência:



| | Variação das TAR (EUR/kWh) | | | | Variação das potências EUR/kW.dia | |
|------------------------------|----------------------------|---------|---------|---------|-----------------------------------|------------------|
| | ponta | cheia | vazio | s.vazio | Pot. Contr. | Pot. H. de Ponta |
| BTE | | | | | | |
| 1º semestre 2022 = | -0,0182 | 0,0047 | 0,0037 | 0,0022 | 0,0197 | 0,4736 |
| 2º semestre 2022 = | -0,0135 | -0,0150 | -0,0178 | -0,0193 | 0,0197 | 0,4736 |
| Variação 1º/2º semestre 2022 | 0,0047 | -0,0197 | -0,0215 | -0,0215 | 0 | 0 |
| MT | | | | | | |
| 1º semestre 2022 = | -0,0799 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0161 | 0,2198 |
| 2º semestre 2022 = | -0,0287 | -0,0293 | -0,0308 | -0,0308 | 0,0161 | 0,2198 |
| Variação 1º/2º semestre 2022 | 0,0512 | -0,0293 | -0,0308 | -0,0308 | 0 | 0 |
| AT | | | | | | |
| 1º semestre 2022 = | -0,0320 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0005 | 0,1241 |
| 2º semestre 2022 = | -0,0213 | -0,0215 | -0,0220 | -0,0220 | 0,0005 | 0,1241 |
| Variação 1º/2º semestre 2022 | 0,0107 | -0,0215 | -0,0220 | -0,0220 | 0 | 0 |
| MAT | | | | | | |
| 1º semestre 2022 = | -0,0054 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0026 | 0,0551 |

| | Variação das TAR (EUR/kWh) | | | | Variação das potências EUR/kW.dia | |
|------------------------------|----------------------------|---------|---------|---------|-----------------------------------|------------------|
| | ponta | cheia | vazio | s.vazio | Pot. Contr. | Pot. H. de Ponta |
| 2º semestre 2022 = | -0,0185 | -0,0186 | -0,0187 | -0,0187 | 0,0026 | 0,0551 |
| Variação 1º/2º semestre 2022 | -0,0131 | -0,0186 | -0,0187 | -0,0187 | 0 | 0 |

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA) | | jul/22 | jan/22 | Var. | Var. % |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Potência contratada | | EUR/dia | EUR/dia | EUR/dia | EUR/dia |
| Tarifa tri-horária | 27,6 | 0,7232 | 0,7232 | 0,0000 | 0,0% |
| | 34,5 | 0,9040 | 0,9040 | 0,0000 | 0,0% |
| | 41,4 | 1,0848 | 1,0848 | 0,0000 | 0,0% |
| Energia ativa | | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,0919 | 0,1168 | -0,0249 | -21,3% |
| | Horas cheias | -0,0099 | 0,0223 | -0,0322 | -144,4% |
| | Horas de vazio | -0,0284 | 0,0080 | -0,0364 | -455,0% |



| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA) | | jul/22 | jan/22 | Var. | Var. % |
|--|------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Potência contratada | | EUR/dia | EUR/dia | EUR/dia | EUR/dia |
| Tarifa simples, bi-horária e tri-horária | 1,15 | 0,0301 | 0,0301 | 0,0000 | 0,0% |
| | 2,3 | 0,0603 | 0,0603 | 0,0000 | 0,0% |
| | 3,45 | 0,0904 | 0,0904 | 0,0000 | 0,0% |
| | 4,6 | 0,1205 | 0,1205 | 0,0000 | 0,0% |
| | 5,75 | 0,1507 | 0,1507 | 0,0000 | 0,0% |
| | 6,9 | 0,1808 | 0,1808 | 0,0000 | 0,0% |
| | 10,35 | 0,2712 | 0,2712 | 0,0000 | 0,0% |
| | 13,8 | 0,3616 | 0,3616 | 0,0000 | 0,0% |
| | 17,25 | 0,4520 | 0,4520 | 0,0000 | 0,0% |
| 20,7 | 0,5424 | 0,5424 | 0,0000 | 0,0% | |
| Energia ativa | | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh |
| Tarifa simples | | -0,0019 | 0,0340 | -0,0359 | -105,6% |
| Tarifa bi-horária | Horas de fora de vazio | 0,0090 | 0,0454 | -0,0364 | -80,2% |
| | Horas de vazio | -0,0244 | 0,0108 | -0,0352 | -325,9% |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,0894 | 0,1267 | -0,0373 | -29,4% |
| | Horas cheias | -0,0121 | 0,0240 | -0,0361 | -150,4% |
| | Horas de vazio | -0,0244 | 0,0108 | -0,0352 | -325,9% |

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA) | | jul/22 | jan/22 | Var. | Var. % |
|---|----------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Potência | | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) |
| | Contratada | 0,0262 | 0,0262 | 0,0000 | 0,0% |
| Energia ativa | | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,0919 | 0,1168 | -0,0249 | -21,3% |
| | Horas cheias | -0,0099 | 0,0223 | -0,0322 | -144,4% |
| | Horas de vazio | -0,0284 | 0,0080 | -0,0364 | -455,0% |

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA) | | jul/22 | jan/22 | Var. | Var. % |
|--|------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Potência | | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) | EUR/(kW.dia) |
| | Contratada | 0,0262 | 0,0262 | 0,0000 | 0,0% |
| Energia ativa | | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh | EUR/kWh |
| Tarifa simples | | -0,0019 | 0,0340 | -0,0359 | -105,6% |
| Tarifa bi-horária | Horas de fora de vazio | 0,0090 | 0,0454 | -0,0364 | -80,2% |
| | Horas de vazio | -0,0244 | 0,0108 | -0,0352 | -325,9% |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,0894 | 0,1267 | -0,0373 | -29,4% |
| | Horas cheias | -0,0121 | 0,0240 | -0,0361 | -150,4% |
| | Horas de vazio | -0,0244 | 0,0108 | -0,0352 | -325,9% |

3. De referir que o impacto total nos consumidores em mercado liberalizado depende não apenas das tarifas de Acesso às Redes, mas também da componente de energia adquirida por cada comercializador. Considerando a subida de preços registada no mercado grossista de eletricidade, será



possível com a redução substancial das tarifas de Acesso às Redes minorar os efeitos adversos da subida de preços no mercado grossista de eletricidade.

C.2.3. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

1. Em 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas em MAT, AT e MT. A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, estabeleceu a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência desta Lei, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTE, para 31 de dezembro de 2022.
2. A revisão proposta da tarifa de energia e do uso global do sistema implica a atualização das tarifas transitórias em BTE e BTN, uma vez que estas são determinadas pela soma das tarifas de energia, das tarifas de comercialização e das tarifas de acesso às redes. Assim, as alterações resultantes das tarifas transitórias são indicadas no quadro seguinte.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

| | Variação anual 2022 / 2021 | Variação Jul 2022/Jun 2022 |
|-----|-------------------------------|-------------------------------|
| BTE | 4,9% | 4,3% |
| BTN | 1,1% | -2,6% |

Fonte: “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”, pág. 6

3. A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, considerando os preços em vigor em junho de 2022 corresponde a 4,3% e -2,6%, para BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios, entre o ano de 2022 e o ano de 2021, verifica-se uma variação de 4,9% para os clientes em BTE e de 1,1% para os clientes em BTN.
4. Salienta-se ainda que a evolução entre os anos de 2021 e 2022 tem em consideração a totalidade das atualizações tarifárias em cada um dos anos. A evolução entre junho e julho de 2022 considera, em junho de 2022, as tarifas atualmente em vigor com a atualização da tarifa de abril de 2022, e em julho de 2022 as tarifas em vigor a partir dessa data.
5. O CT anota a mitigação dos acréscimos na fatura dos consumidores em BTN, em Portugal Continental, num contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevados nos mercados grossistas de eletricidade.

C.2.4. TARIFAS A APLICAR PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

1. Para os fornecimentos em MAT, AT e MT o CUR deverá aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais que resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, associadas a cada um destes níveis de tensão, facto que o CT regista positivamente, em respeito pelo princípio da aditividade tarifária.
2. Nesta proposta extraordinária de tarifas verifica-se a atualização da tarifa de energia e das tarifas de acesso, tendo-se mantido a tarifa de comercialização.

C.2.5. TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

De acordo com a proposta de revisão excepcional de tarifas do setor elétrico submetida à apreciação do CT, as tarifas de Venda a Clientes Finais propostas para as regiões autónomas apresentam as seguintes variações:



Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores

| | Variação anual 2022 / 2021 | Variação Jul 2022/Jun 2022 |
|-----|-------------------------------|-------------------------------|
| MT | 10,1% | 2,4% |
| BTE | 6,1% | 2,4% |
| BTN | 5,4% | 2,4% |

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

| | Variação anual 2022 / 2021 | Variação Jul 2022/Jun 2022 |
|-----|-------------------------------|-------------------------------|
| MT | 12,3% | 2,3% |
| BTE | 5,3% | 2,3% |
| BTN | 5,0% | 2,3% |

Fonte: ERSE Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro 2022

Como se observa, para os diferentes níveis de tensão, as variações propostas para as tarifas de Venda a Clientes Finais nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, considerando os preços em vigor em junho de 2022, correspondem a +2,4% e +2,3%, respetivamente.

Não obstante, na informação veiculada através do comunicado de imprensa emitido pela ERSE, o CT regista novamente uma total ausência de informação relativamente às tarifas reguladas das regiões autónomas, e destaca que o mesmo contempla a seguinte alusão:

“Mercado Regulado

Tarifas transitórias de venda a clientes finais – para os consumidores que permaneçam no mercado regulado (921 mil clientes que representam 6% do consumo total) ou que, estando no mercado livre, tenham optado por tarifa equiparada, a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal (BTN) proposta corresponde a uma redução -2,6%, face aos valores atualmente em vigor.”

O comunicado de imprensa emitido pela ERSE, sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em análise, constitui a única informação disponível para os consumidores até ao processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. Neste sentido, o CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que este documento, para além de refletir a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fosse complementado com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas.

Salienta-se que as tarifas das regiões autónomas são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões. Este facto, no entendimento do CT, deveria motivar o esclarecimento da evolução tarifária prevista que, em 2022, assume relevante importância quando se constatarem variações tarifárias muito distintas e em sentidos opostos entre as tarifas do CUR no continente (-2,6%) e as tarifas das regiões autónomas (+2,4% e +2,3% na Região Autónoma dos Açores e da Madeira, respetivamente).

Não deixando de registar a evolução positiva do teor e do âmbito dos comunicados da ERSE nos últimos anos, não pode o CT deixar de atender às implicações que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores, criando, inclusivamente, falsas expectativas junto dos consumidores das regiões autónomas.

Adicionalmente, no contexto macroeconómico atual, que se traduz num acréscimo de dificuldades quer para as famílias quer para as empresas, o CT constata que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas impactam de forma muito significativa nos consumidores dessas regiões.



Dos esclarecimentos prestados ao CT em 10 de maio de 2022, a ERSE explicitou que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas, decorrem do cenário tarifário assumido pela ERSE, designadamente da implementação de variações uniformes nos diferentes níveis de tensão e tipos de

fornecimento. Segundo refere a ERSE, num cenário em que se implementassem variações diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento, decorrentes da estrutura da tarifa aditiva em cada caso, os resultados seriam os seguidamente apresentados:

Quadro 1 - Variações tarifárias nas Regiões Autónomas entre junho e julho de 2022, por cenário tarifário

| | Variações uniformes (Proposta de Tarifas) | | Variações diferenciadas | |
|--------------|--|-------------|-------------------------|-------------|
| | RAA | RAM | RAA | RAM |
| MT | 2,4% | 2,3% | 11,4% | 10,9% |
| BTE | 2,4% | 2,3% | 9,6% | 9,6% |
| BTN | 2,4% | 2,3% | -2,4% | -2,4% |
| TOTAL | 2,4% | 2,3% | 2,4% | 2,3% |

Fonte: ERSE (resposta a questão colocada pelo CT recebida em 10 de maio)

Através do quadro anterior, o CT verifica que em ambas as regiões e no cenário tarifário adotado pela ERSE, a variação tarifária nos níveis de tensão superiores é significativamente mitigada pelo aumento das tarifas na BTN em +2,4% e em +2,3%, na RAA e na RAM, respetivamente. Ao contrário, no cenário tarifário de variações diferenciadas este grupo de consumidores teria uma diminuição das tarifas em - 2,4%, evolução semelhante à verificada em Portugal continental.

Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta de revisão tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo, para que se possam aplicar variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional e se procure minimizar a subsídio cruzada entre grupos de consumidores.

O CT considera que deve ser possível acomodar esta opção à luz do regulamento tarifário existente e também reconhece que esta sua recomendação determinará impactes nos desvios tarifários, a recuperar posteriormente, mas entende que, no atual contexto, é relevante dar um sinal regulatório no mesmo sentido que no continente, atento inclusive à expectativa dos consumidores das Regiões Autónomas criada pelo comunicado de imprensa publicado pela ERSE.

D. ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

A ERSE finaliza a documentação sobre a sua “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022” com os habituais elementos analíticos que permitem observar os impactes das propostas apresentadas nas tarifas das atividades reguladas entre os anos 2021⁴⁴ e 2022⁴⁵.

É possível aferir os impactes na perspetiva da evolução dos preços médios (proveitos em €/consumo de energia elétrica em kWh) ao nível:

- f) das tarifas por atividade;
- g) das tarifas de Acesso às Redes;

⁴⁴ As «Tarifas 2021» consideram o impacte anualizado das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.

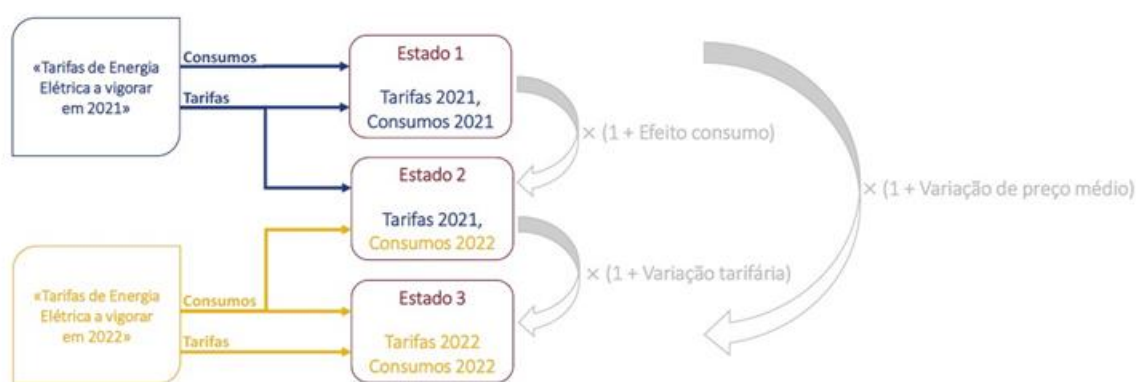
⁴⁵ As «Tarifas 2022» consideram o impacte anualizado da revisão trimestral a vigorar a partir de abril de 2022 e o efeito da atual revisão excepcional de tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

- h) dos preços médios de referência de Venda a Clientes Finais;
- i) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso;
- j) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA;
- k) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

Adicionalmente, são ainda apresentadas análises sobre a convergência para a tarifa aditiva e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.

A ERSE ventila a variação do preço médio, para cada impacte nas tarifas reguladas, no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas (variação tarifária) e, por outro lado, à variação que decorre da alteração da estrutura de consumo (efeito consumo). Em termos algébricos, como salienta o regulador, a variação do preço médio corresponde a:

$$(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$$



Fonte: ERSE (Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio), pág. 138.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre o ano 2021 e o ano 2022 traduz a alteração dos preços das tarifas (incluindo os efeitos das atualizações trimestrais da tarifa de energia, em 2021 e 2022, e a presente proposta de fixação excepcional de tarifas), assumindo a estrutura de consumos do ano 2022.

Dada a exaustividade desta análise, o CT aponta de seguida os elementos mais relevantes.

D.1. TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

A tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022 (-139,5%), com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022. A justificação reside, como já referido ao longo deste parecer, nos valores negativos do diferencial de custo CAE e dos diferenciais de custo da PRE repercutidos em 2022, incluindo o diferencial de custo da PRE renovável, bem como por transferência de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com o produto da CESE, assim como os saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Consequentemente, verifica-se na tarifa de acesso, globalmente, um decréscimo significativo do seu preço médio, -83,2%, entre 2021 e 2022. Recorda o CT que a mesma já tinha conhecido uma redução de -66% no processo de fixação de tarifas a vigorar no início de 2022.

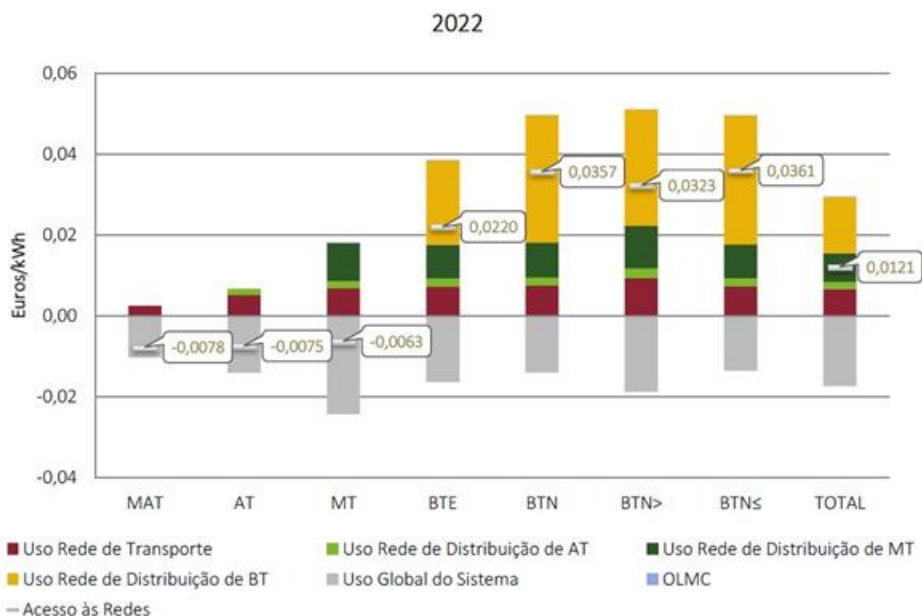
No caso da tarifa de energia assiste-se a um acréscimo significativo de +127,6% do preço médio, e no caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +10,3% no preço médio, em referência ao que vigorou em 2021.



D.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE aponta as variações tarifárias, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão, com a respetiva discriminação por atividade. Todos os níveis de tensão conhecerão, em 2022, uma nova diminuição face ao ano anterior, com variações globais entre os -134,4% para a MAT e -68,4% para a BTN.

Tomando como referência o preço médio, assinala-se que a proposta em análise para o 2º semestre de 2022 conduz a preços médios negativos para as tarifas de acesso em MAT, AT e MT, como resultado da significativa redução dos CIEG embutidos na parcela II da tarifa de uso global do sistema. O gráfico abaixo apresentado evidencia o impacto no preço médio das tarifas de acesso por nível de tensão, para o ano de 2022, ou seja, contemplando a aplicação da presente proposta de revisão para os 6 últimos meses do ano.



Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 146.

D.3. PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Com base nas tarifas aditivas de venda a clientes finais, que correspondem à melhor aproximação dos preços eficientes que deveriam ser praticados no mercado retalhista (incluindo mercado regulado e liberalizado) no cenário de um funcionamento totalmente otimizado pelas regras da concorrência, é de concluir que os preços médios de referência de venda a clientes finais sofrem uma variação global de +12% entre 2021 e 2022, essencialmente fruto de um aumento tarifário, ou seja, um impacto marginal resultante da alteração da estrutura de consumo.

Por outras palavras, neste cenário de preços de referência, ou tarifas aditivas, sem prejuízo de não ser totalmente compensado, o decréscimo da UGS amortece o impacto do acréscimo do preço da energia.

D.4. PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

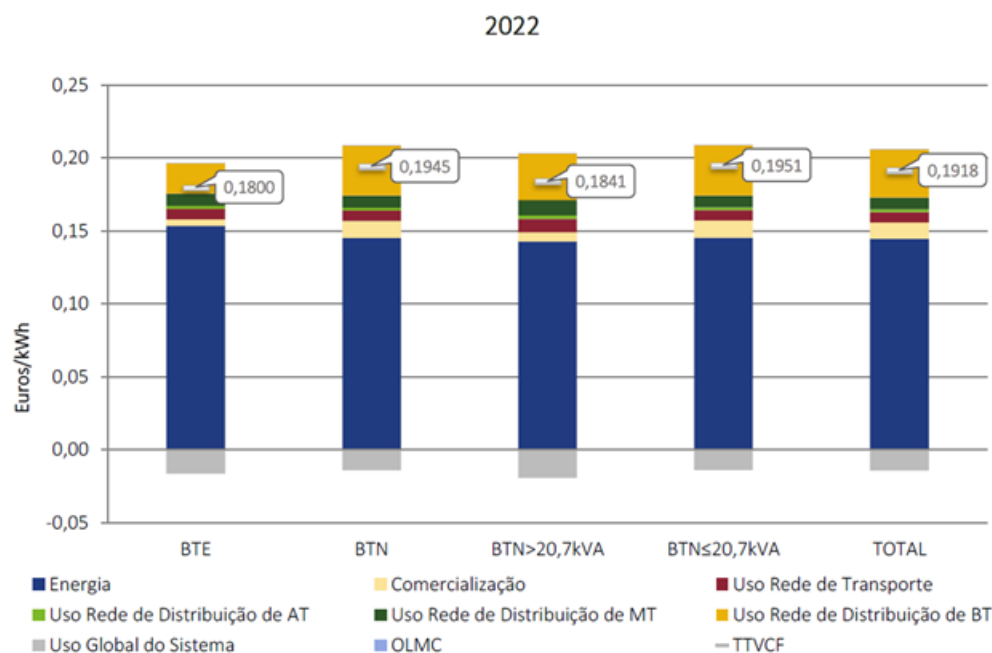
As Tarifas Transitórias de Venda a Clientes finais (TTVCF) são as tarifas a ser aplicadas pelo CUR para os clientes do mercado regulado no continente.

Para o exercício comparativo de evolução do preço em 2022, onde os preços em 2022 integram a decisão tarifária de janeiro de 2022, a revisão trimestral ocorrida em 1 de abril de 2022 e a proposta ora apresentada com preços a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, assinala-se um acréscimo de preço médio para as tarifas reguladas. Assim, face a 2021:



- A BTE conhece um acréscimo de preço médio de 5,6% (variação tarifária de 4,9%)
- A BTN conhece um acréscimo de preço médio de 2,1% (variação tarifária de 1,1%)
 - o BTN> + 2,7% (variação tarifária de 1,4%)
 - o BTN< +2,0% (variação tarifária de 1,0%)

Em síntese, os preços médios das TTVCF que se esperam durante o ano de 2022 estão representados na figura seguinte:

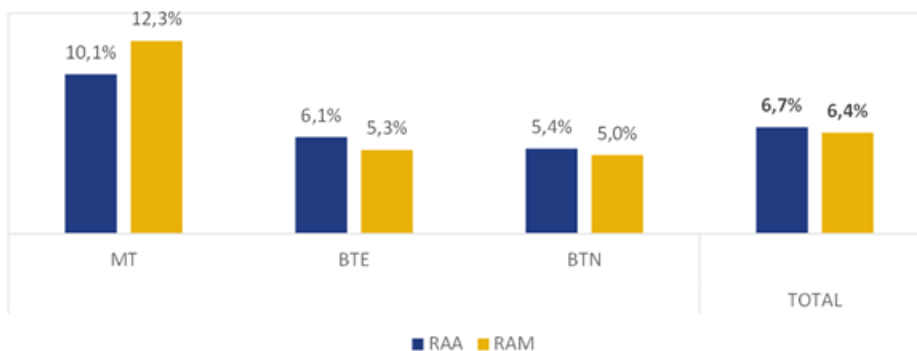


Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 161.

Sendo as tarifas de BT praticadas pelo CUR um importante sinal para o mercado, e para as opções do consumidor na escolha do seu comercializador, assiste-se a um acréscimo do preço médio em 2022 apesar do forte impacto da redução das tarifas de acesso, detalhadamente exposta na proposta do regulador. Significa que foi possível moderar o aumento de preço médio face à tendência altista dos mercados grossistas, muito fruto da estrutura e organização do mercado português, mas foi impossível contrariar totalmente esse impacto. O CT fica naturalmente expectante face à evolução real nos próximos meses.

D.5. PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

No que diz respeito às regiões autónomas, mercados totalmente regulados, a variação tarifária para os diferentes níveis de tensão, entre 2021 e 2022, pode ser resumida no gráfico seguinte:

Figura 2 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022

Fonte: ERSE, resposta em 10 de maio de 2022 ao pedido de esclarecimento adicional do CT.

Apesar da opção da ERSE de implementação de variações uniformes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento para o segundo semestre de 2022, é de assinalar uma variação tarifária mais pronunciada das tarifas reguladas de venda clientes finais quando o referencial passa a ser anual. A evolução do preço médio, ou seja, contemplando o efeito consumo, conduz genericamente ao mesmo sentido conclusivo.

De notar que este critério, de análise aos anos tarifários em termos médios, corresponde ao critério geral adotado pela ERSE na sua documentação.

A convergência tarifária, em termos médios, é apenas assegurada globalmente para cada Região Autónoma, mas não em cada nível de MT, BTE e BTN, ou seja, constata-se que o ano 2022 representa uma deterioração na convergência tarifária por nível de tensão.

A situação atípica que se vive nos mercados energéticos europeus está a ter um impacto tarifário mais pronunciado nas regiões autónomas dado que o mecanismo de convergência atua face às tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.

O CT recomenda que a ERSE analise possíveis evoluções do mecanismo de convergência que permitam mitigar, de forma mais expressiva, as perturbações que possam ocorrer singularmente nos mercados de energia de referência.

D.6. CONVERGÊNCIA PARA A TARIFA ADITIVA

Como muito bem referido pelo regulador, “*para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por tarifa aditiva. (...)*”.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual através do mecanismo de convergência estabelecido no Regulamento tarifário. Esse mecanismo estabelece que, no caso de a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à variação máxima predefinida, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa de Venda a Clientes Finais. Simultaneamente, o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. O objetivo é, portanto, o de definir tarifas de venda a clientes finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, mas com limites como forma de proteção face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

Para as tarifas de venda a clientes finais a vigorar a partir de 1 de julho de 2022 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em junho de 2022:



Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência

| Região | Nível | Variação tarifária média Jul 2022 / Jun 2022 | Variação máxima por preço Jul 2022 / Jun 2022 |
|----------------------------|-------|---|--|
| Portugal continental | BTN | -2,6% | -2,6% |
| Região Autónoma dos Açores | MT | 2,4% | 2,4% |
| | BTE | 2,4% | 2,4% |
| | BTN | 2,4% | 2,4% |
| Região Autónoma da Madeira | MT | 2,3% | 2,3% |
| | BTE | 2,3% | 2,3% |
| | BTN | 2,3% | 2,3% |

Fonte: ERSE, proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022, pg 169.

Objetivamente, igualando a variação máxima do mecanismo de convergência à variação tarifária média, como proposto pela ERSE, significa que se opta por um cenário de variação uniforme de todos os preços. A consequência mais imediata desta opção é um “*stand-by*” do processo de convergência para as tarifas aditivas.

A ERSE sustenta a sua opção pelo momento verdadeiramente atípico de funcionamento dos mercados onde, como consequência direta, a estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes em 2022 (e 2021) é muito diferente dos anos anteriores, preferindo esperar por um regresso a uma estrutura de preços mais próxima de anos anteriores para depois retomar o processo de convergência tarifária.

O CT entende a posição da ERSE ao optar por um cenário de variação uniforme dos preços, mas sublinha que o regulador parte do princípio de um “regresso à normalidade num prazo curto”, quando tal não está efetivamente assegurado.

Assim, o CT recomenda que a ERSE coloque na sua reflexão a possibilidade de uma maior persistência do cenário de forte volatilidade e instabilidade dos mercados, ponderando opções e respostas regulamentares alternativas para a evolução tarifária.

III RECOMENDAÇÕES

O CT entende serem de salientar as recomendações que se elencam de seguida:

- O CT reitera a necessidade de serem definidas tarifas adaptadas à operação de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, uma vez que esta atividade nunca foi objeto de estudo específico;
- O CT reitera a recomendação constante do seu Parecer à Proposta de Tarifas para 2022 que o “mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização”, previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado;
- O comunicado de imprensa emitido pela ERSE, sobre a proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em análise, constitui a única informação disponível para os consumidores até ao processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. Neste sentido, o CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que este documento, para além de refletir a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fosse complementado com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas;



- d) O CT recomenda que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta de revisão tarifária em análise, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo, para que se possam aplicar variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional e se procure minimizar a subsídição cruzada entre grupos de consumidores;
- e) O CT volta a chamar a atenção para a evolução das tarifas a médio prazo, em particular a partir de 2023, pelas seguintes preocupações já manifestadas em Parecer anterior:
- O patamar de nivelamento dos preços nos mercados grossistas para o futuro é ainda incerto. Isto significa que o sinal de recuperação do custo da PRE poderá não se manter ou não ser tão expressivo;
 - O envelope de “assistência financeira” excepcional poderá não se repetir nos próximos anos, muito por força, entre outras, das prioridades consideradas em cada ciclo político;
 - A necessidade de prosseguir o caminho para a eliminação da dívida tarifária.
- f) Nesse sentido, o CT volta a sugerir que a ERSE, na sua comunicação final sobre as tarifas, coloque oportuna e adequadamente uma mensagem clara indicando que o nível tarifário de 2022 é reflexo de circunstâncias muito próprias e conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos. A chamada de atenção poderá ser mais incisiva por nível de tensão, atento o tratamento diferenciado ocorrido neste exercício.
- g) O CT recomenda que a ERSE coloque na sua reflexão a possibilidade de uma maior persistência do cenário de forte volatilidade e instabilidade dos mercados, ponderando opções e respostas regulamentares alternativas para a evolução tarifária.

IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 20 de maio de 2022.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do n.º 4 do artigo 218.º do Regulamento Tarifário⁴⁶ e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE⁴⁷, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 29 de abril de 2022, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional”, tendo o CT emitido parecer a 20 de maio de 2022, dentro do prazo previsto no n.º 6 do artigo 218.º do Regulamento Tarifário.

Após a análise do parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar de julho a dezembro de 2022.

As decisões tomadas neste processo excecional de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional”, sendo o mesmo divulgado no site da ERSE, acompanhado pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excepcional”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

I – GENERALIDADE

O Despacho n.º 1/MAAC/2022, de 29 de abril, aprovado pelo membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, determina a alocação da verba adicional de 150 milhões de euros a deduzir à tarifa de uso global do Sistema, com efeitos nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022. O CT nota que o referido despacho, determina, igualmente, que a verba dessa medida mitigadora seja distribuída proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, não abrangendo os restantes níveis de tensão.

Sobre este aspeto, e tal como referido pelo CT aquando da proposta tarifária de 15 de outubro de 2021, acerca da alocação de um total de 508,5 milhões de euros exclusivamente aos fornecimentos em MAT, AT e MT (através do Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática), estas correspondem a decisões de política económica e ambiental fora da esfera de competência regulatória, que a ERSE incorpora na sua decisão tarifária.

Ainda assim, a ERSE constata que essa alocação específica permite mitigar o efeito adverso dos preços elevados do mercado grossista, especialmente sentidos pelos clientes de MAT, AT e MT. Efetivamente, é nestes níveis de tensão que a componente de energia assume um peso predominante, pelo que os consumidores industriais são os mais impactados pela subida de preços no mercado grossista, permitindo estas receitas adicionais mitigar os acréscimos tarifários observados por estes consumidores.

Como a tarifa de Acesso às Redes (TAR) representa em média um peso mais reduzido na fatura dos clientes em MAT, AT e MT, quando comparado com os clientes em BT, seria necessário haver uma maior redução

⁴⁶ Aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 163/2021, de 23 de agosto de 2021, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

⁴⁷ Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.



percentual na TAR dos clientes em MAT, AT e MT para garantir uma maior estabilidade dos preços finais em todas as tipologias de clientes. De referir, ainda, que, apesar desta alocação específica, a estimativa do preço médio de referência de venda a clientes finais continua a apontar para variações tarifárias mais elevadas nos clientes em MAT, AT e MT do que nos clientes em BT⁴⁸. Refira-se que, esta contenção tarifária na BT é conseguida sem necessidade de medidas mitigadoras, uma vez que o aumento dos preços de energia no mercado grossista possibilitou a existência de um diferencial de custos negativo da produção em regime especial renovável, que reverte essencialmente para os consumidores de BT.

II – ESPECIALIDADE

B. Proveitos a recuperar e a transferir

B.4. ORD BT

O CT, em linha com Pareceres anteriores, refere que há a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades dos operadores de redes de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT (ORD BT), reiterando que deverá ser efetuada com urgência uma avaliação sobre o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT.

Sobre este aspeto, a ERSE toma boa nota da recomendação do CT relativamente à necessidade de se avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORD BT. À semelhança de anteriores respostas a Pareceres do CT (p. ex. às Propostas de Tarifas e Preços para 2021 e 2022, este último, de dezembro de 2021), a ERSE reconhece a necessidade de avaliar o quadro regulatório da atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, desde que estejam complementados os diplomas que enquadram a sua atividade. Considera-se que a revisão do enquadramento regulatório destes operadores se justificará após a clarificação do quadro legal, em resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

Especificamente no que se refere a tarifas, recorda-se aqui o comentário ao Parecer do CT à proposta de tarifas para o ano 2022: «O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 28.º a possibilidade de diferenciar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos ORD BT por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. Esta opção permite, entre outros aspetos, contemplar o tema do diferencial dos CIEG, na medida em que nem todos os ORD BT apresentam a mesma estrutura de consumos em BT, entre os níveis de BTE, BTN> e BTN<». A ERSE assumiu nessa altura que durante o ano de 2022 seriam feitas as diligências necessárias para obter informação detalhada sobre a estrutura de consumos de cada ORD BT, permitindo um aperfeiçoamento no tema do diferencial dos CIEG na decisão tarifária para 2023.

O Parecer do CT acrescenta que, num exercício de avaliação do diferencial das tarifas de Uso Global do Sistema entre a compra e a venda, para um ORD BT, com os valores da proposta, este torna-se negativo, tendo impacto no ORD BT.

A ERSE tem tomado boa nota das preocupações identificadas pelo CT e pelos ORD BT. Na decisão regulatória que fixou as tarifas de Acesso às Redes a vigorar durante o primeiro semestre de 2022, incorporou-se nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD BT o valor da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BTE, ajustada para perdas até à saída da rede de MT, situação que permitiu mitigar na altura as tarifas de acesso às redes pagas pelos ORD BT.

Tendo obtido alguma informação sobre a estrutura de clientes ligados aos ORD BT⁴⁹, embora sem o detalhe necessário para um exercício individual para cada ORD BT, e ouvidas as preocupações vertidas no Parecer do CT, a ERSE estimou para a decisão tarifária uma estrutura de consumos, que se perspetiva ser mais aderente à realidade dos ORD BT. Considerando uma divisão de energia ativa de 8,5%/9,7%/81,8% entre

⁴⁸ Ver secção 6.3 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 – fixação excepcional».

⁴⁹ A informação ao dispor da ERSE sobre os ORD BT caracteriza o número de clientes para diferentes valores de potência contratada de um dos maiores ORD BT.



os fornecimentos de BTE/BTN>/BTN<, respetivamente, obtém-se um preço médio na tarifa de Uso Global do Sistema que mitiga o problema do diferencial negativo entre a compra e venda de energia por parte dos ORD e CUR BT, elencado no Parecer do CT.

Para o futuro, mantém-se o plano de obter informação detalhada por ORD BT, de forma a aperfeiçoar a estrutura tarifária aplicável a estes agentes do setor elétrico.

C. Tarifas

C.1. Adequação da tarifa de energia

Em linha com o princípio geral da estabilidade tarifária previsto no Regulamento Tarifário, o cenário utilizado para os proveitos permitidos incluídos na presente fixação excepcional de tarifas foi efetuado pela ERSE com o máximo de prudência e segurança. Tal permitiu a devolução antecipada aos consumidores de eletricidade de uma parte relevante dos desvios nos proveitos das atividades reguladas, dependente do desvio no preço de eletricidade nos mercados grossistas efetivamente observado até ao momento no ano de 2022.

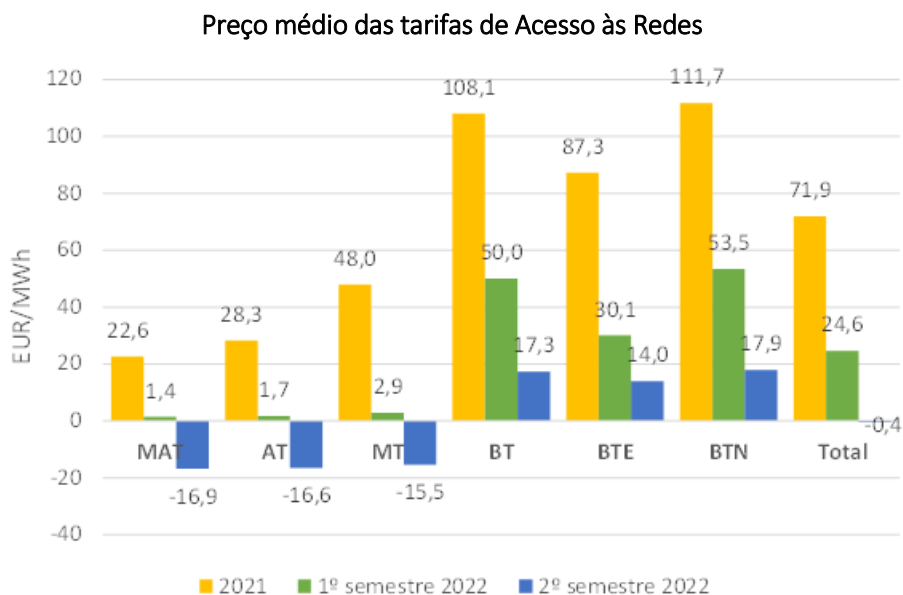
Assinala-se que os impactos das medidas conjuntas dos Governos de Espanha e de Portugal, de contenção dos preços do mercado ibérico de eletricidade, não são de fácil avaliação para o segundo semestre de 2022. Em concreto, permanecem contingentes os reais efeitos das medidas específicas adotadas para a contenção dos preços da eletricidade, como a adoção do mecanismo excepcional de ajuste dos custos de produção no MIBEL, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

A respeito da aplicação deste mecanismo, importa considerar que, se o mesmo promove uma estabilização e antecipação dos custos de produção de energia elétrica a partir do gás natural, tal não impede que se mantenham como incertos os aspetos de evolução do *mix* de produção de eletricidade, que pode afetar de forma significativa a formação do preço grossista da eletricidade, tanto em mercado à vista, como em mercados a prazo.

Assim, a ERSE entende que na presente data, estas incertezas aconselham a que se opte pela devolução aos consumidores apenas os montantes que à data estão assegurados.

Os desvios nos preços de mercado e nos custos de aquisição dos comercializadores e consumidores que se vierem a observar no resto do ano de 2022 serão incorporados nas tarifas que vigorarão a partir de 1 de janeiro de 2023, por via do ajustamento de 2022 a repercutir no ano de 2023, o qual será calculado num momento em que os efeitos das medidas anteriormente referidas já serão melhor conhecidos.

Finalmente, importa referir que esta revisão excepcional leva a que as tarifas de Acesso às Redes tenham preços historicamente baixos, sendo inclusivamente negativos para alguns níveis de tensão, conforme evidenciado na figura seguinte, em que se apresentam os preços médios de 2021 e 2022.



O afundamento das tarifas de Acesso às Redes em 2022 permitirá mitigar o acréscimo de preços resultante do acréscimo de preços no mercado grossista de energia elétrica. Permitirá inclusive que os consumidores de BTN possam observar reduções na sua fatura de eletricidade entre junho e julho de 2022, de - 2,6% no caso dos clientes do mercado regulado.

Face à incerteza sobre a previsão do preço de energia no 2.º semestre de 2002, não se considera adequado afundar ainda mais as tarifas de Acesso às Redes, considerando estimativas de montantes a devolver às tarifas superiores aos apresentados nesta proposta, que seriam suportados por previsões que a ERSE entende pouco fundamentadas.

Em relação ao mecanismo de monitorização trimestral da adequação da tarifa de energia e sua atualização, previsto no RT, o CT reitera a sua recomendação, aquando do seu Parecer à proposta de tarifas de 15 de outubro de 2021, para que o mecanismo deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.

A ERSE compreende a recomendação do CT no atual contexto de acréscimo de preços nos mercados grossistas, mas uma vez que o âmbito da recomendação é regulamentar, extravasando o da proposta tarifária para 2022, esta não poderá ser acolhida neste contexto. Ainda assim, a ERSE tomou boa nota desta recomendação do CT e encontra-se disponível para discutir este tema numa futura revisão do RT, agradecendo todos os contributos que permitam promover o encontro de alternativas viáveis ao mecanismo atualmente em vigor.

C.2. Evolução tarifária

C.2.1. UGS

O CT questiona sobre a razão da alteração proposta para os fatores de modulação dos CIEG por período horário, com uma modulação uniforme em todos os períodos horários, contrariamente ao que vigorou no primeiro semestre de 2022, em que existe um maior desagramento dos CIEG nos períodos de ponta relativamente a períodos de cheias e de vazio.

Em primeiro lugar, importa lembrar que, nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, uma vez que o membro do Governo responsável pela área da energia não determinou, por



despacho, os moduladores, em ambos os casos, a ERSE determinou os respectivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Nesse sentido, é de notar que o contexto atual é diferente do da decisão tarifária de dezembro de 2021, pelo que o objetivo da estabilidade na variação das tarifas de Acesso às Redes por termo tarifário de energia acaba por se concretizar de modo distinto.

Efetivamente, na decisão tarifária de dezembro de 2021, a opção foi de anular os preços de energia nas horas cheias e de vazio das tarifas de Acesso às Redes para fornecimentos em MAT, AT e MT (com a publicação de preços negativos apenas nos preços de energia ativa em horas de ponta), de modo a acomodar a imputação de CIEG negativos nessas tarifas e evitar uma estrutura de preços de energia invertida (preços de super vazio > vazio normal > cheias). Essa opção, através do efeito conjugado dos preços da energia ativa em horas de ponta e de potência em horas de ponta, permitiu assegurar que, para todos os perfis de consumo, a faturação da tarifa de Acesso às Redes resultava num valor positivo⁵⁰.

Em termos médios, os preços das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT que vigoraram no primeiro semestre de 2022 mantiveram-se num patamar positivo. O mesmo já não sucederá no segundo semestre de 2022, fruto da redução da tarifa de Uso Global do Sistema, pelo que a faturação média resultará também num valor negativo. Por esse motivo, a ERSE não seguiu a mesma opção para este segundo semestre, tendo desenhado os preços das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT de modo a que, embora com preços negativos por período horário, se assegurasse uma adequada hierarquia de preços (preços em horas de ponta > cheias > de vazio normal > de super vazio). A utilização de valores iguais a 1 em todos os moduladores permitiu atingir esse resultado.

O CT questiona também a significativa alteração na redistribuição dos CIEG nos diferentes níveis de tensão face às atuais tarifas, dado na atual proposta tarifária as maiores reduções de CIEG, em termos absolutos e percentuais, ocorrerem na BTN. Tal como sinalizado pelo CT, esta proposta tarifária caracteriza-se por uma redução do diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida, em 776,0 milhões de euros (incluindo medidas mitigadoras). O diferencial de custo com a PRE FER, é o que observa a maior redução, cerca de 570 milhões de euros. Este diferencial é essencialmente repercutido nos consumidores de BTN, uma vez que é imputado por nível de tensão em função do número de clientes, o que justifica que a maior redução de CIEG ocorra na BTN.

C.2.2. Evolução das tarifas de acesso às redes

O CT assinalou que se verifica que não há alteração no termo de potência. Efetivamente, no que se refere à potência em horas de ponta, trata-se de uma variável de faturação exclusiva das tarifas de Uso da Rede de Transporte e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição. Não sendo revistas estas tarifas de uso das redes, os preços de potência em horas de ponta mantêm-se idênticos entre junho de 2022 e julho de 2022⁵¹.

Em relação à potência contratada, uma parcela dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema é repercutida através desta variável, e ainda da energia ativa, pelo que estes preços poderiam ter sido alterados. Todavia, a opção da ERSE foi no sentido de manter os preços de potência contratada entre junho de 2022 e julho de 2022, concentrando toda a redução das tarifas de Acesso às Redes nos preços de energia. Desse modo, todo o adicional de receitas é devolvido em preços de energia, permitindo aos consumidores melhor acomodar a subida dos níveis de preços de energia do mercado grossista.

⁵⁰ Para mais informações, consultar a secção 3.1.2 do documento [“Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022”](#).

⁵¹ O mesmo sucede no caso da energia reativa.



C.2.5. Tarifa de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas

Em relação às regiões autónomas, o CT assinala que seria benéfico, para o esclarecimento do universo de consumidores, que o comunicado de imprensa emitido pela ERSE sobre a proposta tarifária, para além de refletir a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fosse complementado com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas.

A ERSE assinala que o comunicado de imprensa pretende informar o mercado sobre a proposta, confidencial, que é apresentada ao CT e enviada às entidades relevantes, que dela tomam conhecimento integral. Pese embora a pertinência da regulação das regiões autónomas, a ERSE tem, por isso, que realizar um exercício de síntese da proposta tarifária, ponderando quais os conteúdos que deverão constar do comunicado, sob pena de apresentar informação, que, no limite, poderia dificultar a transmissão das principais características da proposta de tarifas e preços.

O CT assinala no seu Parecer que as variações tarifárias propostas para as regiões autónomas decorrem do cenário tarifário assumido pela ERSE, de variações uniformes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, com a variação tarifária nos níveis de tensão superiores a ser significativamente mitigada pelo aumento das tarifas na BTN. Refere, ainda, que, num cenário alternativo de variações diferenciadas, os consumidores em BTN teriam uma diminuição das tarifas em -2,4%, evolução semelhante à verificada em Portugal continental.

Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira, de forma que, em circunstâncias atípicas como aquela em que emerge a proposta tarifária, se suspenda parcial ou totalmente aquele mecanismo, para que se possam aplicar variações tarifárias semelhantes em todo o território nacional e se procure minimizar a subsidiação cruzada entre grupos de consumidores. O CT considera que deve ser possível acomodar esta opção à luz do regulamento tarifário existente e também reconhece que esta sua recomendação determinará impactes nos desvios tarifários, a recuperar posteriormente, mas entende que, no atual contexto, é relevante dar um sinal regulatório no mesmo sentido que no continente, atento inclusive à expectativa dos consumidores das Regiões Autónomas criada pelo comunicado de imprensa publicado pela ERSE.

Sobre esta recomendação do CT, é de assinalar que o mecanismo de convergência tarifária se encontra inscrito no Regulamento Tarifário, tendo a proposta de fixação excepcional de tarifas para o segundo semestre de 2022 seguido estritamente o estabelecido no RT. Embora a ERSE compreenda as motivações do CT, a ERSE entende que a resposta às preocupações do CT não deve ser feita por alteração de um mecanismo que se encontra inscrito no RT, mas antes procurando readequar a opção tarifária tomada aquando da proposta.

Assim, a ERSE relevou o comentário do CT quanto à aproximação das variações tarifárias entre o Continente e as Regiões Autónomas, ao mesmo tempo minimizando subsidiações cruzadas entre grupo de consumidores. Desse modo, as tarifas de Venda a Clientes Finais para clientes em BTN terão uma variação média distinta da variação média dos clientes em BTE e MT, de modo a ficarem mais próximas da evolução registada no Continente para o mesmo tipo de consumidores. Na BTN, a variação média entre junho e julho de 2022 será de -0,5%, em ambas as regiões, com as variações em BTE e MT a subirem face às da proposta tarifária, mas evitando-se menor pressão tarifária sobre os fornecimentos em BTE e MT do que a subjacente a uma convergência tarifária por nível de tensão e tipo de fornecimento.

D. Análise do impacto das decisões tarifárias

D.5. Preço médio das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas

O CT assinala que a situação atípica que se vive nos mercados energéticos europeus está a ter um impacto tarifário mais pronunciado nas regiões autónomas, dado que o mecanismo de convergência atua face às



tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes de Portugal continental. O CT recomenda que a ERSE analise possíveis evoluções do mecanismo de convergência que permitam mitigar, de forma mais expressiva, as perturbações que possam ocorrer singularmente nos mercados de energia de referência.

Conforme assinalado no ponto C.2.5, a ERSE alterou a opção tomada aquando da proposta tarifária, de modo a que as variações tarifárias na BTN nas regiões autónomas fossem desagravadas. A ERSE poderá visitar o mecanismo estabelecido no RT no contexto de uma próxima revisão regulamentar.

D.6. Convergência para a tarifa aditiva

O Parecer do CT assinala que a opção constante da proposta tarifária por um cenário de variação uniforme de todos os preços tem como consequência mais imediata um «*stand-by*» do processo de convergência para as tarifas aditivas. O CT entende essa opção, sustentada pelo momento verdadeiramente atípico de funcionamento dos mercados, no entanto, sublinha que a ERSE parte do princípio de um «regresso à normalidade num prazo curto», quando tal não está efetivamente assegurado.

Efetivamente, neste momento é difícil antecipar um regresso à normalidade, nomeadamente em termos do nível médio do preço da eletricidade no mercado grossista. A própria Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER, na sigla inglesa) já se viu obrigada a rever o horizonte para essa normalização nos mercados grossistas de eletricidade, da primavera de 2022 para o ano de 2023⁵². Uma vez que o nível médio do preço de energia no mercado grossista influencia as tarifas de Acesso às Redes, por via do efeito na tarifa de Uso Global do Sistema, a crise energética tem um efeito distorcionário na estrutura tarifária que a ERSE procura mitigar.

Importa referir que, no seguimento dos comentários do CT, a decisão tarifária foi alterada face à proposta, com variações tarifárias na BTN nas regiões autónomas distintas das variações tarifárias na MT e BTE (ponto C.2.5). Face ao pedido de esclarecimento solicitado pelo CT, a ERSE introduziu no ponto 6.7 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022» a análise da convergência tarifária nas regiões autónomas.

III – RECOMENDAÇÕES

Alínea a)

A ERSE, conforme tem assinalado, reconhece a necessidade de avaliar o quadro regulatório aplicável às atividades dos operadores de rede exclusivamente em BT, uma vez completo o quadro normativo aplicável dependente ainda do concurso e da definição legal das concessões em BT.

No enquadramento regulatório atual, e tendo em conta as preocupações assinaladas pelo CT, a ERSE reviu a estrutura de consumos utilizada no cálculo das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos ORD BT, que se perspetiva ser mais aderente à realidade dos ORD BT, desse modo mitigando o diferencial negativo entre a compra e venda de energia por parte dos ORD e CUR BT (ponto B.4).

Alínea b)

A ERSE está disponível para discutir o mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia, nomeadamente para avaliar propostas específicas que sejam apresentadas nesse sentido, conforme referido no ponto C.1.

⁵² Ver [ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design](#) (Novembro 2021) e [ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design](#) (Abril 2022).

Alínea c)

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT quanto à inclusão das variações tarifárias nas regiões autónomas no comunicado de imprensa da proposta tarifária. Todavia, é necessário ponderar esta sugestão de inclusão de conteúdos, tendo em conta o propósito e critérios de simplicidade e clareza que se pretendem no comunicado da proposta tarifária (ponto C.2.5).

Alínea d)

Em relação à sugestão do CT para que a ERSE reanalise o mecanismo de convergência tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente a sua suspensão parcial ou totalmente, tal implicaria a alteração do Regulamento Tarifário, sendo que a ERSE não considera que tal seja adequado. Ainda assim, e tendo em vista responder às preocupações do CT, a ERSE reavaliou a opção de variações tarifárias nas regiões autónomas, procurando obter uma variação na BTN mais alinhada com a do Continente e minimizando a subsidiação cruzada entre grupos de consumidores.

Alínea e)

A ERSE partilha da preocupação do CT sobre a evolução das tarifas a médio prazo, e o impacto que os preços nos mercados grossistas no futuro, bem como a possível diminuição das medidas mitigadoras, poderão ter no caminho para a eliminação da dívida tarifária do setor elétrico.

Como referido pelo CT, as medidas mitigadoras alocadas ao setor elétrico correspondem a decisões de política económica e ambiental fora da esfera de competência regulatória, que a ERSE incorpora nas suas decisões tarifárias. Salienta-se que o regulador desenvolve todos os esforços para que o membro do Governo responsável pela área da energia disponha, com o máximo de antecedência, de toda a informação sobre as perspetivas de evolução tarifária de que necessita para tomar as decisões sobre alocações de verbas ao setor elétrico, tendo naturalmente presente a necessidade de assegurar o princípio da estabilidade tarifária.

Alínea f)

A ERSE tomou boa nota da recomendação do CT e reforçou o carácter excecional deste processo de fixação de tarifas, tanto no sumário executivo da decisão tarifária, como no comunicado de imprensa.

Alínea g)

A ERSE toma boa nota desta recomendação do Conselho Tarifário, embora eventuais opções e respostas regulamentares alternativas para a evolução tarifária, em resposta ao contexto de volatilidade e instabilidade dos mercados, estejam à partida condicionados pela existência de um enquadramento legal para esse efeito. Como exemplo deste tipo de disposições refira-se o número 8 do artigo 208.º e o artigo 290.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025 [e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica] ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."⁵³

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica, outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025*"⁵⁴ (doravante abreviado por: proposta de tarifas e preços para 2022), cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025*", concretizado em 9 de novembro de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. CONTEXTO

A crise decorrente da pandemia da COVID-19 bem como a situação da economia mundial tem impacte na atividade económica em Portugal, pelo que importa fazer uma breve contextualização.

De acordo com o FMI, a economia mundial permaneceu estável entre 2012 e 2019 com ligeiras oscilações. Em 2019 o crescimento do PIB mundial situou-se nos 2,8%, ligeiramente abaixo do observado nos anos anteriores, consequência de diversos fatores, nomeadamente a incerteza a nível da evolução do comércio mundial, as tensões geopolíticas, bem como choques internos específicos nos países que compõem os mercados emergentes. Neste contexto, o FMI apontava para uma aceleração do nível de atividade económica à escala global para os anos seguintes, à medida que estes riscos se desvanecessem.

No entanto, o impacto da pandemia COVID-19 anulou as expectativas de crescimento económico para 2020, observando-se uma contração da produção mundial em 3,3%. Na atualização mais recente do "*World Economic Outlook*", em julho deste ano, o FMI estima um crescimento mundial de 6% para 2021 e de 4,9% para 2022.

As previsões de retoma do crescimento económico global assentam no processo de vacinação, que permite aos países mais desenvolvidos e com maiores taxas de vacinação, terem perspetivas de recuperação mais rápidas relativamente aos países de mercados emergentes, nos quais a crise sanitária se deverá prolongar, uma vez que o processo de vacinação está a ser mais lento.

Por outro lado, os apoios orçamentais e monetários observados, na zona euro (no caso dos orçamentais estende-se a toda a União Europeia (UE) e nos Estados Unidos da América (EUA), orientados para a

⁵³ Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁵⁴ Comunicação PCA da ERSE, de 15 outubro de 2021.

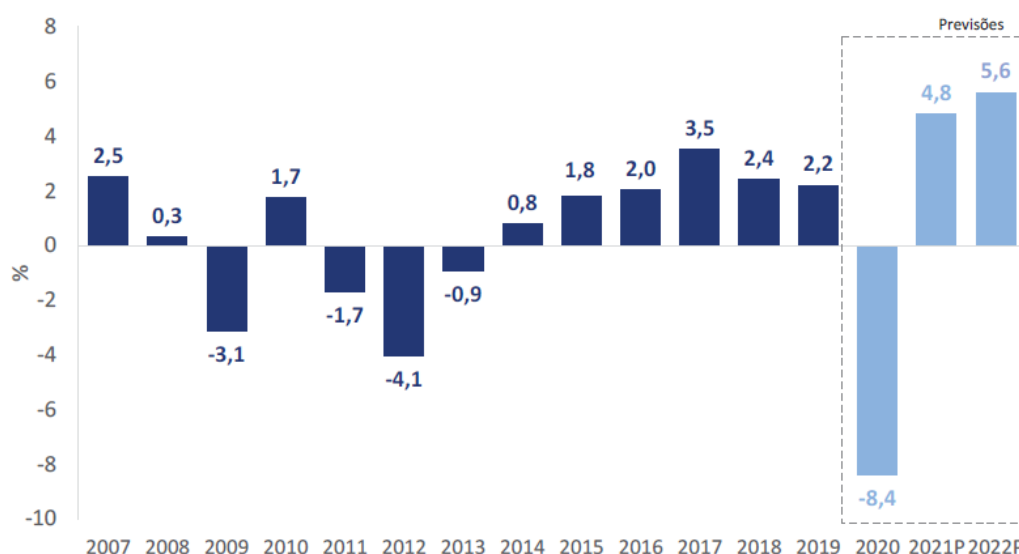


mitigação dos impactos da crise e para o restabelecimento do nível económico e social, são mecanismos citados pelo FMI como importantes para a recuperação no curto e médio prazo.

Em particular para Portugal foi aprovado, em julho de 2021, o *Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)* contemplando 13,9 mil M€ a fundo perdido e 2,7 mil M€ em empréstimo em condições favoráveis, num total de 16,6 mil milhões de euros em apoios.

Após o programa de Assistência Económica e Financeira, a economia portuguesa caracterizou-se por um período (2015 a 2019) com um crescimento máximo de 3,5% verificado em 2017. A partir de 2020, no período pré-pandemia, continuava a projetar-se valores sólidos para o crescimento do nível de atividade económica, embora prosseguindo uma ligeira tendência de desaceleração do nível de atividade económica portuguesa verificada em 2018 e em 2019, conforme ilustrado no quadro seguinte:

Figura 2-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

Face às consequências económicas e sociais provocadas pela pandemia, a economia portuguesa registou, em 2020, um recuo de 8,4%. A recuperação estimada para 2021 e prevista para 2022 assenta no controlo da pandemia, em particular o plano de vacinação em curso, e na manutenção dos apoios orçamentais e monetários.

Para 2021, a média das previsões mais recentes apresentadas pelos principais organismos aponta para um crescimento do PIB português em cerca de 4,8 %, em linha com o observado na média dos países da zona euro. Embora quantitativamente as previsões variem entre instituições, devido aos vários riscos relacionados com a pandemia que poderão condicionar a recuperação e o desempenho económico, todas as projeções apontam para um forte crescimento em 2021 e em 2022, com um ligeiro abrandamento nos anos seguintes.

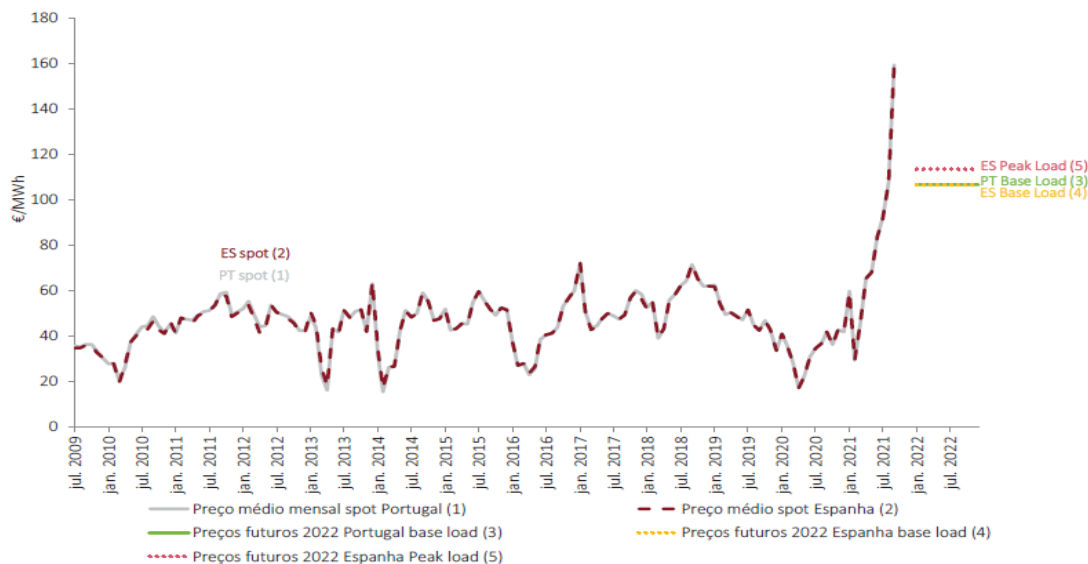
Em suma, em 2021 e 2022, prevê-se o retomar de crescimento da economia portuguesa, com taxas de crescimento superiores à tendência de longo prazo (4,8% e 5,6%, respetivamente), que permitirão compensar parcialmente o efeito negativo da pandemia. No entanto, a evolução da pandemia, nomeadamente o plano de vacinação e o surgimento de novas variantes, bem como os mecanismos e políticas de resposta, permanecem relativamente incertos.

Por seu turno, os preços da energia elétrica nos mercados *spot* e de futuros nas entregas para 2022 registaram uma subida acentuada tendo como consequência o aumento da tarifa de energia elétrica.



Em termos de previsões para 2022, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2022 apontam em setembro do corrente ano para uma subida muito acentuada dos preços de energia face aos valores registados em 2021, para 107 €/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 113 €/MWh nos contratos *peak load* (figura 2-14 da proposta de proveitos e ajustamentos 2022).

Figura 2-14 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros

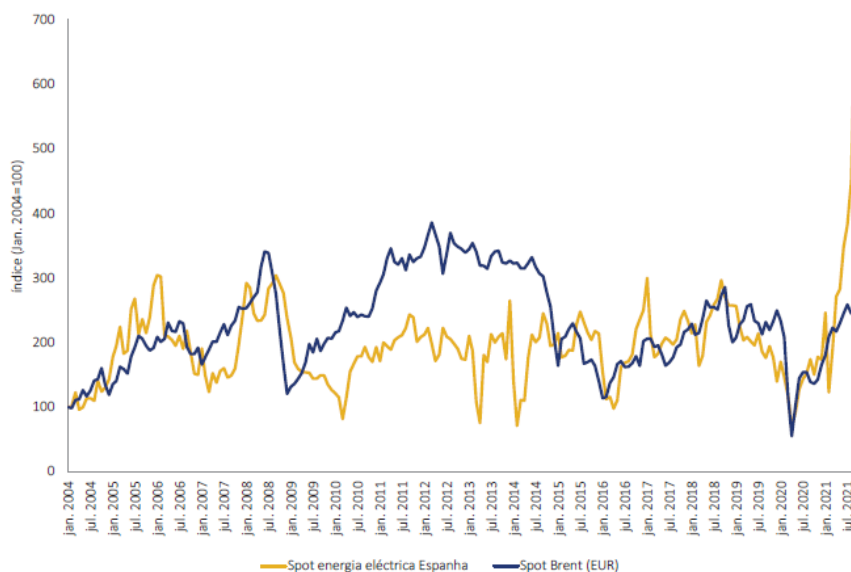


Fonte: ERSE, OMIP

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente entre 2004 e 2009 e, novamente, entre 2015 e meados de 2021, antes da escalada de preços de energia elétrica ocorrida a partir de junho de 2021, conforme ilustra a figura seguinte:

Figura 2-15 - Preços médios mensais da energia elétrica em Espanha e Brent (euros)

(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL



Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 105,50 €/MWh, superior ao estimado para 2021, que se situa em torno dos 76,18 €/MWh¹⁵, e acima do previsto em tarifas de 2021 para 2021, 49,52 €/MWh

Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR16 para fornecimento dos clientes

| | 2021P em T2021 | 2021E em T2022 | 2022P em T2022 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 49,52 | 76,18 | 105,50 |
| Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl) | 38,23 | 58,62 | 58,44 |
| Índice de produtividade hidroelétrica | 1,00 | 0,98 | 1,00 |

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2022 em Portugal é de 105,50 €/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até final de setembro, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR realizados até agosto de 2021⁵⁵.

O CT regista com preocupação a subida dos preços do gás natural, que estão atualmente na casa dos 70€/MWh, com subidas na ordem dos 250% este ano e que são um dos motivos para a subida dos preços da energia que fazem antever tempos difíceis para famílias e empresas por toda a Europa.

Efetivamente, o gás natural é a tecnologia mais cara e aquela que tem empurrado os valores para os níveis mais elevados de há uma década (inflacionando mesmo os preços de outras tecnologias, como a hídrica) – com o mercado ibérico com preços que são o triplo da média dos últimos anos.

Quanto aos contratos futuros do gás, não serão de esperar alívios até abril de 2022, pelo que o contágio aos preços da eletricidade vai continuar (o contrato para o quarto trimestre no mercado de futuros do mercado ibérico de eletricidade ronda hoje os 169€/MWh).

A este propósito a Comissão Europeia, aponta como causa deste aumento de preços “*uma conjugação de fatores, nomeadamente o aumento da procura de gás motivado pela reativação das economias no pós-covid, com destaque para as asiáticas, acompanhado pelos baixos níveis de armazenamento e pelo encarecimento das licenças de emissão de carbono no mercado europeu (em torno dos 60 euros por tonelada), que são outro fator que agrava o custo da produção de eletricidade das centrais térmicas (gás e carvão).*”

Também a Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês) salientou que as reservas de gás europeias estão abaixo da média dos últimos cinco anos, tendo referido, em comunicado, que “*com base na informação disponível, a Rússia tem cumprido os seus contratos de aprovisionamento de longo prazo com os parceiros europeus*”, mas no que toca às exportações fora desses contratos, estas “*estão abaixo dos níveis de 2019*”.

⁵⁵ Pág. 36 da proposta de proveitos e ajustamentos.



A IEA alerta para o facto de que “o mercado europeu do gás poderá enfrentar mais testes de stress com episódios inesperados de escassez e picos de frio, especialmente se ocorrerem já no final do Inverno”.

A Comissão Europeia defende o investimento em renováveis e em medidas de eficiência energética, que contribuam para baixar custos de produção e para a redução de consumos e, em última análise, para uma menor dependência energética da União Europeia (UE) face aos produtores de gás, e em particular à Rússia.

De acordo com dados da REN do dia 6 de outubro, “A produção de energia renovável abasteceu 61% do consumo nacional nos primeiros nove meses do ano. A energia proveniente de fontes hidroelétricas assegurou 28%, a eólica 24%, a biomassa 7% e a fotovoltaica 3,7%, enquanto a produção não renovável abasteceu 31% do consumo, repartida por gás natural com 29% e carvão com 2%, enquanto os restantes 8% corresponderam a energia importada. Nos primeiros 9 meses do ano, o índice de produtividade hidroelétrica registou 1,13 (média histórica igual 1) e o de produtividade eólica 0,98 (média histórica igual 1).

No mês de setembro, o consumo de energia elétrica ficou praticamente em linha com o verificado no mesmo mês do ano anterior, registando uma variação homóloga negativa em 0,3%, ou positiva em 0,7% considerando a correção dos efeitos de temperatura e número de dias úteis. No final do 3º trimestre o consumo acumulou uma variação, face ao mesmo período do ano anterior, de 1,8%, ou 2,4% com correção de temperatura e dias úteis. Relativamente a 2019, registou-se uma quebra de 1,7%.”.

Assim, o CT não pode deixar de registar a elevada incorporação renovável na geração de eletricidade em Portugal.

A. Comunicação dos impactos tarifários e dossier de imprensa

1. O comunicado e o dossier de imprensa emitidos pela ERSE sobre a proposta e a publicação final das tarifas e preços para a energia elétrica, em outubro e dezembro de cada ano, respetivamente, constituem uma informação relevante e fundamental, tanto para os consumidores e clientes como para a comunicação social que dissemina essa informação junto dos consumidores.
2. No seu [parecer](#) sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2021, o CT emitiu um conjunto de recomendações à ERSE visando a melhoria desta comunicação pública, tornando-a mais objetiva, mais transparente e mais perceptível, tanto para os clientes e consumidores em mercado regulado como para os que já migraram para o regime de mercado.
3. O CT regista positivamente o acolhimento de grande parte das suas recomendações que se traduziram numa maior clareza e assertividade quer no comunicado quer no dossier de imprensa sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2022, publicados em 15 de outubro.
4. Não obstante, o CT reitera a recomendação feita no parecer sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2021 no que diz respeito à informação constante no comunicado sobre o impacto médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre, não identificar a metodologia utilizada.
5. Nos comentários relativos ao parecer, a ERSE esclarece que “As considerações incluídas no comunicado são, no entender da ERSE genéricas e informativas.”. No entanto, o CT considera que a comunicação deste impacto – diminuição de cerca de 35% na fatura final - pode induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura.
6. Assim, o CT renova o seu entendimento de que este tipo de alusões por parte do Regulador deve ser evitado, porquanto as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações livres entre o cliente e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulamentariamente para as tarifas de acesso.



7. Apesar de se observar uma melhoria no teor do comunicado e dossier de imprensa, não pode o CT deixar de atender às repercussões que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores.

II

ESPECIALIDADE

A. Ponto prévio

O processo de fixação das tarifas para 2022 segue as disposições legais, normas e regulamentos em vigor para o setor elétrico, tendo como resultado final uma nítida contenção dos impactos da forte pressão altista dos preços nos mercados grossistas, amplificada a partir do segundo semestre deste ano. O CT nota que o exercício previsional do regulador, dadas as circunstâncias muito excepcionais vividas atualmente, encerra também um grau de complexidade e incerteza acrescidas.

A proposta tarifária em análise apresenta estabilidade tarifária para os consumidores de baixa tensão normal (BTN), para a qual as medidas governamentais extraordinárias não foram alocadas, que foram dirigidas à contenção dos impactos na MAT, AT e MT como será desenvolvido nos pontos H a K, deste parecer.

B. Estimativa da procura na fixação de tarifas para 2022

1. A conjuntura criada pela pandemia da COVID-19 induziu uma incerteza acrescida que se reflete nas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas para 2022. Esta crise teve e continua a ter reflexos nas economias, portuguesa europeia e global, que provocaram alterações na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por nível de tensão.
2. No quadro seguinte apresentam-se os montantes dos fornecimentos totais (GWh) no continente a considerar nas tarifas, por nível de tensão, bem como a variação (%) face aos valores do exercício tarifário anterior. Faz-se notar que a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão assumida pela ERSE para 2022 é igual à previsão da E-Redes, enquanto a estimada para 2021 é baseada nos dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto do corrente ano.

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2021 | Tarifas 2022 | Δ% T2022 / T2021 |
| Fornecimentos CUR + ML | 45 599 | 45 515 | -0,2% |
| MAT | 2 436 | 2 468 | 1,3% |
| AT | 7 034 | 6 893 | -2,0% |
| MT | 14 623 | 14 907 | 1,9% |
| BTE | 3 192 | 3 204 | 0,4% |
| BTN | 18 313 | 18 043 | -1,5% |

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Fonte: ERSE, proposta de caracterização da procura em 2022

3. Para Portugal continental, a ERSE estima uma evolução negativa de 0,2% nos fornecimentos totais para 2022, atingindo-se o valor de 45 515 GWh.



4. Quanto às RA, a ERSE aceitou, nos termos do Regulamento Tarifário (RT), os balanços de energia elétrica enviados pelas empresas, para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2022.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | |
|---|----------------|----------------|---|----------------|
| | Real | | Proposta EDN/ Valores adotados pela ERSE | |
| | 2019 | 2020 | Estimativa 2021 | Tarifas 2022 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 793 491 | 769 173 | 786 911 | 799 583 |
| (Variação média anual) | -0,2% | -3,1% | 2,3% | 1,6% |
| - Perdas nas redes | 50 114 | 49 762 | 50 806 | 51 185 |
| (perdas/fornecimentos) | 6,8% | 6,9% | 6,9% | 6,9% |
| - Consumos Próprios ¹ | 1 851 | 1 850 | 1 898 | 1 857 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 741 526 | 717 562 | 734 207 | 746 541 |
| (Variação média anual) | -0,1% | -3,2% | 2,3% | 1,7% |
| BT | 458 492 | 451 990 | 457 189 | 462 005 |
| (Variação média anual) | 0,0% | -1,4% | 1,2% | 1,1% |
| MT | 283 035 | 265 572 | 277 017 | 284 536 |
| (Variação média anual) | -1,3% | -6,2% | 4,3% | 2,7% |

¹Exclui consumos próprios das centrais.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

| RUBRICAS | Unidade: MWh | | | |
|---|----------------|----------------|---|----------------|
| | Real | | Proposta EEM/ Valores adotados pela ERSE | |
| | 2019 | 2020 | Estimativa 2021 | Tarifas 2022 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 881 990 | 818 006 | 835 292 | 864 617 |
| (Variação média anual) | 2,1% | -7,3% | 2,1% | 3,5% |
| - Perdas nas redes | 72 447 | 66 221 | 67 533 | 69 908 |
| (perdas/fornecimentos) | 9,0% | 8,8% | 8,8% | 8,8% |
| - Consumos Próprios ¹ | 1 106 | 1 120 | 1 145 | 1 185 |
| (perdas/fornecimentos) | -0,1% | 1,3% | 2,3% | 3,5% |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM | 808 436 | 750 664 | 766 614 | 793 524 |
| (Variação média anual) | 2,2% | -7,1% | 2,1% | 3,5% |
| BT | 582 957 | 558 084 | 564 405 | 575 138 |
| (Variação média anual) | -0,1% | -4,3% | 1,1% | 1,9% |
| MT | 225 479 | 192 580 | 202 209 | 218 386 |
| (Variação média anual) | 8,4% | -14,6% | 5,0% | 8,0% |

¹Exclui consumos próprios das centrais.

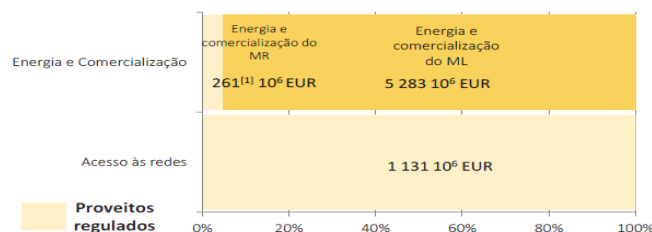
Fonte: ERSE, proposta de caracterização da procura em 2022

C. Rendimentos estimados do SEN em 2022

1. A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no mercado livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (Mercado regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes.
2. Na figura 3-1 apresenta-se o montante de rendimento global estimado pela ERSE para o SEN em 2022, que inclui o montante dos proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental, bem como o montante de faturação de energia e comercialização do mercado liberalizado, estimadas com base nos preços de aprovisionamento do CUR, a que se soma o montante de acesso às redes, perfazendo um valor total de 6 675 M€..

O montante da faturação de energia e comercialização é obtida considerando que o preço médio de aquisição de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobrepreço.
Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 115M€.

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022

3. Face à relevância do custo de energia e à elevada volatilidade que se tem verificado o CT recomenda que a ERSE mantenha uma especial monitorização deste parâmetro em 2022, com a finalidade de assegurar o equilíbrio do mercado.



D. Desvios verificados em 2021 e ajustamentos de 2020

1. O RT do setor elétrico prevê que, na determinação anual dos proveitos permitidos das diferentes atividades reguladas do setor, seja considerada uma estimativa do ajustamento tarifário referente ao ano t-1 e o acerto definitivo do ajustamento tarifário relativo ao ano t-2.
2. O ajustamento do ano t-2 resulta da diferença entre o valor dos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais (preço de energia, indutores de custos, taxa de remuneração, transferências para exploração e outros custos aceites fora das metas de eficiência) e os valores faturados pela aplicação das tarifas em vigor no ano t-2. A esta diferença deduz-se o ajustamento provisório do ano t-1 calculado no ano anterior.
3. Para o ajustamento provisório do ano t-1 a ERSE pode optar pelas componentes de proveitos a incorporar na proposta tarifária (p. ex. sobrecusto da PRE, sobrecusto dos CAE, compra e venda de energia do CUR, transferências de ativos para exploração e respetiva taxa de remuneração).
4. A proposta em análise cumpre o estipulado no RT, considerando os ajustamentos do ano de 2020 e do ano de 2021.
5. Atento ao impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT volta a referir a importância quer da sua definição prévia pelos responsáveis, quer da concretização efetiva da transferência financeira para o SEN.
6. Neste contexto, o CT reforça a necessidade de se estimar adequadamente o volume de custos e proveitos a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os acertos futuros.

| Milhões de euros | 2020 | 2021 | Total em 2022 |
|-----------------------------------|--------------|-----------------|-----------------|
| Continente | -5,6 | -1.133,3 | -1.138,9 |
| Regiões Autónomas | -8,5 | -6,5 | -15,0 |
| Total | -14,1 | -1.139,8 | -1.153,9 |
| Peso nos ajustamentos de 2022 (%) | 1% | 99% | 100% |

Fonte: Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico, quadros 3-3, 3-4, 3-5 e 3-6

E. Taxas de juro e *spreads* a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2022

1. O RT em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Torna-se relevante, portanto, a definição para 2022 do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2021 (t-1).
2. No documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico”, a ERSE realiza uma análise às principais variáveis associadas à definição daquele *spread*, a partir da qual a ERSE conclui que:
 - ✓ As *yields* se mantenham baixas já que, apesar de um aumento substancial das *yields* das OT e da sua volatilidade em 2020, estas têm vindo a estabilizar em níveis baixos, refletindo o pacote de apoio económico extraordinário de 750 mil M€ acordado a nível europeu, num contexto de expectativas de recessão económica na zona euro em 2020, bem como os desenvolvimentos favoráveis relativamente à expectativa de vacinação eficaz;
 - ✓ Existe a expectativa de que as taxas de juro de curto prazo na zona euro se venham a manter em níveis baixos. Apesar da pressão inflacionista ser uma realidade que tenderá a prolongar-se no futuro próximo, o BCE afirma ser uma situação de carácter temporário o que, a verificar-se, não cria expectativas de alterações substanciais da política monetária no curto prazo.



3. Constata-se a diminuição do diferencial das yields das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às yields das obrigações alemãs com a mesma maturidade, situação que se tem vindo a verificar nos últimos anos e apenas interrompida pela crise pandémica.
4. Face ao exposto, o CT reconhece a análise que leva à decisão da ERSE em manter o valor do spread para as empresas reguladas do Continente e das RA, para 2021, em 0,50 pp (pontos percentuais), a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2021, igual ao spread do ano 2020 (que passa a ser o spread para t-2).

F. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão, para 2022, de 105,50 €/MWh para o custo médio de aquisição do CUR, o que se traduz num aumento de 38,49% face ao valor equivalente estimado para 2021, conforme indica o quadro seguinte.

Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

| | 2021P em T2021 | 2021E em T2022 | 2022P em T2022 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 49,52 | 76,18 | 105,50 |
| Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl) | 38,23 | 58,62 | 58,44 |
| Índice de produtividade hidroelétrica | 1,00 | 0,98 | 1,00 |

Fonte: ERSE, proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico

2. De acordo com a ERSE, foram considerados os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, bem como uma estimativa de outros custos (por ex. acerto ao preço do mercado diário, custos decorrentes da participação em mercados organizados, serviços de sistema e desvios na aquisição de energia em mercado).
3. A variação reflete ainda as subidas acentuadas verificadas, a partir de meados de 2020, nos preços do carvão, do gás natural, do petróleo e das licenças de emissão de CO².
4. Sem prejuízo do anterior, o CT nota que em 2022 ocorrerá a substituição do serviço de interruptibilidade pelo de banda de reserva de regulação no mercado de serviços de sistema, o qual se irá traduzir num acréscimo de custos para todos os comercializadores a atuar no mercado retalhista, incluindo o CUR, o que não foi considerado pela ERSE na estimativa de custo de energia do CUR, dado assumir que *“os custos com contratos de prestação do serviço de interruptibilidade serão nulos em 2022 e que o mecanismo que se perspetiva vir a substituir o atual regime não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema”* (cf. proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico, pág. 73 do documento).

O CT nota que não estando em causa a recuperação *ex-post* destes custos pelo CUR, no momento dos ajustamentos tarifários, esta opção cria uma *“vantagem competitiva”* para o mercado regulado, dado os comercializadores em regime de mercado terem de incorporar estes custos nas suas propostas.



Assim, o CT recomenda uma revisão deste pressuposto da proposta, de forma a manter um “*level playing field*”, reconhecendo a existência destes custos no CUR que não foram considerados, atenta também a Diretiva n.º 14/2021, de 3 de novembro, “Implementação do Mercado de Banda de Reserva de Regulação”.

- O CT regista as previsões consideradas pela ERSE tendo por base o mercado de futuros do MIBEL, mas alerta que quando analisamos a liquidez do mercado a prazo em função do consumo em 2020 (*churn ratio*), verificamos que o mercado ibérico está muito distante dos resultados apresentados pelos outros países europeus, o que diminui não só a representatividade dos preços em causa, como prejudica a fixação de preços de compra ou venda de energia por parte dos diferentes agentes. A ERSE, como regulador do sector, deve desenvolver estratégias que possibilitem atenuar este desequilíbrio estrutural do mercado.

| 2020 | Alemanha | Nordic | UK | França | Itália | MIBEL |
|-----------------------|----------|--------|------|--------|--------|-------|
| Consumo (TWh) | 486 | 393 | 285 | 444 | 273 | 287 |
| Mercado a Prazo (TWh) | 6960 | 1302 | 765 | 1011 | 607 | 246 |
| Churn Ratio | 14.32 | 3.31 | 2.68 | 2.28 | 2.22 | 0.86 |
| % | 1432% | 331% | 268% | 228% | 222% | 86% |

Fonte: Cálculos do CT com base no relatório mensal oficial da Trayport

- Em qualquer caso, face aos valores em apreço, o CT regista a importante variação ocorrida entre o valor previsto de 2021 em tarifas 2021 (49,52 €/MWh) e o agora estimado, também para 2021, na atual proposta tarifária, para o custo médio de aquisição do CUR (76,18 €/MWh), bem como o valor estimado para 2022, que são demonstrativos da tendência altista e volatilidade que se têm observado no mercado grossista.
- Notando que esta componente do preço final é a fundamental para a diferenciação entre o mercado regulado e o mercado liberalizado, o CT recomenda que a ERSE mantenha a monitorização da evolução dos custos de energia no mercado grossista, corrigindo a tarifa de energia quando se verificarem desvios importantes entre as previsões e o verificado, de forma a garantir um nível de preços finais adequados, na lógica de proteção dos clientes finais e de credibilização do mercado liberalizado.

G. Tarifas reguladas em 2022 no Continente e nas RA

G.1. Tarifas de acesso às redes no continente (TAR)

- As TAR são pagas por todos os consumidores e integram os custos das tarifas de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), de uso global do sistema (que são fundamentalmente condicionados pelos custos de política energética e interesse económico geral, CIEG), de uso das redes de transporte e das redes de distribuição, e os ajustamentos de anos anteriores.
- A proposta de TAR a aplicar no continente, apresenta, em termos médios, os decréscimos que se indicam no quadro abaixo:

Quadro 0-4 – Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2022

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tarifas de Acesso às Redes | -94,0% | -94,0% | -94,0% | -65,6% | -52,2% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025

- A diminuição das TAR, para todos os níveis de tensão, resulta da sobrefaturação dos CIEG em 2021 que se traduz numa receita para o sistema em 2022.



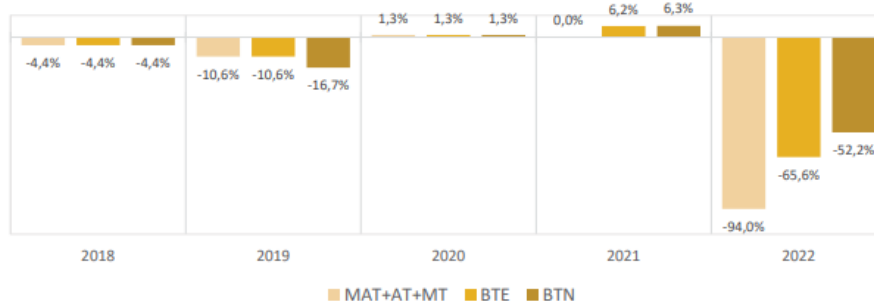
4. Verificam-se as seguintes variações percentuais por nível de tensão e discriminação de componentes:

| Nível de tensão | Energia | | | | Potência em ponta | Potência contratada |
|-----------------|---------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
| | P | CH | V | SV | | |
| MAT | -117% | -100% | -100% | -100% | 14% | -90% |
| AT | -178% | -100% | -100% | -100% | 14% | -97% |
| MT | -238% | -100% | -100% | -100% | 17% | -54% |
| BTE | -115% | -91% | -88% | -87% | 6% | -57% |
| BTN-S | -56% | | | | | |
| BTN-Bi | -57% | | -65% | | | -43% |
| BTN-Tri <= 20,7 | -37% | | -65% | | | |
| BTN-Tri > 20,7 | -42% | | -57% | | | |

Fonte: ERSE, comparação de preços das tarifas de acesso da proposta de TeP para 2022 e TeP para 2021

5. O CT constata uma redução significativa de todas as componentes do preço, exceto na componente de potência em horas de ponta, onde se verifica um acréscimo de preços.
6. Na figura seguinte, ilustram-se as variações anuais das TAR em Portugal continental no período de 2018-2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025

7. As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as TAR e estão incluídas nas tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF). No quadro seguinte apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022

| | Variação 2022/2021 |
|--|--------------------|
| Tarifa de Energia | 96,5% |
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 12,5% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | -109,0% |
| Tarifas de Uso de Redes | 3,2% |
| Uso da Rede de Transporte | 11,5% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | 15,4% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | 17,2% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | -6,7% |
| Tarifas de Comercialização | 7,6% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022 e outros parâmetros para o período de regulação 2022-2025



- Destaca-se o aumento muito acentuado da tarifa de energia (96,5%), resultado do aumento dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia que se têm registado ao longo do corrente ano, em particular nos últimos meses. Importa também destacar o efeito compensatório da tarifa de UGS, em resultado, como atrás referido, dos CIEG se traduzirem num benefício para o sistema.

G.2. Tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) no continente

- Na sequência da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu como prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT a data de 31 de dezembro de 2021 e, como tal, a TTVCF no continente para clientes MT não consta da proposta. Saliencia-se, no entanto, que as TTVCF no âmbito do fornecimento supletivo se encontram previstas na proposta para clientes em MAT, AT e MT.
- As propostas de TTVCF no continente sofrem aumentos em 2022 relativamente ao preço médio de 2021, o qual incorpora as revisões em alta da tarifa de energia que ocorreram em julho e outubro de 2021. As alterações resultantes são indicadas no quadro seguinte:

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2022

| | Variação 2022 / 2021 | Variação Jan 2022/Dez 2021 |
|-----|-------------------------|-------------------------------|
| BTE | 6,9% | 2,7% |
| BTN | 0,2% | -3,4% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022, pág. 5

- Os aumentos que se verificam derivam da ação combinada do aumento da tarifa de energia e da redução das tarifas de acesso às redes, o que, no caso da BTN, limita o aumento da TTVCF a 0,2%.
- A variação das TTVCF em Portugal continental, considerando os preços em vigor em dezembro de 2021 e janeiro de 2022 corresponde a 2,7% e -3,4%, para BTE e BTN, respetivamente.
- O CT anota a contenção da evolução tarifária, na proposta em apreciação, atento o contexto adverso de aumento significativo dos preços nos mercados grossistas, sem prejuízo das notas sobre sustentabilidade tarifária expressas noutro ponto deste parecer.

G.3. Tarifas de venda a clientes finais a aplicar pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo

- Nos termos do artigo 53.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, para além do fornecimento de eletricidade aos clientes que permanecem no mercado regulado, compete ao CUR assegurar o fornecimento supletivo de eletricidade aos clientes do mercado livre que se encontrem em situação de ausência de oferta comercial ou cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a sua atividade.
- Paralelamente, perante o risco de insolvência de vários comercializadores em regime de mercado, decorrente dos elevados níveis de preço registados nos mercados grossistas de energia, a ERSE aprovou, através do seu Regulamento n.º 11/2021, de 15 de outubro, um conjunto de medidas extraordinárias que visam minimizar os inconvenientes para os clientes da saída de agentes do mercado e limitar o risco de contágio aos restantes operadores, entre as quais se inclui o fornecimento supletivo preventivo pelo CUR das carteiras de clientes dos comercializadores em dificuldades que decidam, voluntariamente, suspender a sua atividade.



3. Em ambas as circunstâncias, e conforme estabelecido no n.º 6 do artigo 26.º do RT, deverão aplicar-se as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de venda a clientes finais.
4. O CT nota que, em 2022, apenas se aplicam tarifas transitórias aos fornecimentos de BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas dos níveis de tensão superiores (MAT, AT e MT), motivo pelo qual a ERSE publica tarifas de venda a clientes finais a aplicar pelo CUR ao fornecimento supletivo dos clientes alimentados nestes níveis de tensão.
5. O CT regista positivamente o facto de os preços dessas tarifas resultarem da soma dos preços da tarifa de acesso às redes, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu comercializador, com os preços da tarifa de energia e da tarifa de comercialização definidas para o efeito, em respeito pelo princípio de aditividade tarifária.

G.4. Tarifa social

1. A tarifa social de fornecimento de eletricidade, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decretos-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, constitui uma medida de proteção dos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência económica, garantindo o acesso a este serviço público essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis.
2. A tarifa social consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Para o ano de 2022, o Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2022, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.
4. Conforme apresentado na figura em baixo, o número de clientes beneficiários da tarifa social totaliza 845 148, o que se traduz num desconto a suportar pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário equivalente a 121 232 mil euros.

Quadro 4-57 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

| | Nº clientes beneficiários tarifa social | Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €) |
|----------------------|--|---|
| Portugal continental | 803 563 | 115 135 |
| RA Açores | 19 656 | 2 792 |
| RA Madeira | 21 929 | 3 305 |

Fonte: ERSE, proposta de TeP, pág. 177

5. Tendo em conta que a Tarifa de Acesso às Redes representa, em 2022, 29,1% do preço médio das tarifas transitórias em BTN⁵⁶, a implementação do desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, conforme despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, implica que a tarifa social de acesso às redes tenha preços nulos de potência contratada e preços negativos de energia.

⁵⁶ Vd. figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais em 2022, do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025".



- Este resultado, que é um contrassenso tarifário, é corrigido pela ERSE com descontos nos preços de energia das tarifas de acesso às redes, assegurando o valor de desconto global de 33,8%.
- Entende o CT que a inclusão do “Quadro 4-58 – Preços da tarifa social de acesso às redes”, constante da pág.178 da proposta em análise, pode ser indutor de interpretações erróneas, pelo que sugere um esclarecimento complementar indicando que a fatura não será negativa.

G.5. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica

- Quanto à mobilidade elétrica, a proposta de 2022 para os utilizadores de veículos elétricos relativamente a 2021, contempla as seguintes evoluções tarifárias:

| Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica | | | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------|--------|--------|---------------------|---------------------|-----------|--------|--------|
| Energia ativa em BT | | | | | Energia ativa em MT | | | | |
| | | 2021 | T2022 | | | | 2021 | T2022 | |
| Preço | | (EUR/kWh) | | | Preço | | (EUR/kWh) | | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,2078 | 0,1455 | -30,0% | Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,1793 | 0,1306 | -27,2% |
| | Horas cheias | 0,0896 | 0,0462 | -48,4% | | Horas cheias | 0,0620 | 0,0321 | -48,2% |
| | Horas de vazio | 0,0412 | 0,0179 | -56,6% | | Horas de vazio | 0,0342 | 0,0145 | -57,6% |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,1165 | 0,0668 | -42,7% | Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,0887 | 0,0534 | -39,8% |
| | Horas de vazio | 0,0412 | 0,0179 | -56,6% | | Horas de vazio | 0,0342 | 0,0145 | -57,6% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2022, pág. 150, e TeP de 2021, págs. 137 e 138

- As tarifas de acesso aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam uma redução acentuada, em linha com as restantes tarifas de acesso.
- O CT regista que a redução tem mais expressão nas horas de vazio, o que está em linha com a última revisão do regulamento tarifário, que previa a alteração da conversão do preço de potência contratada, de modo que a variabilização fosse mais acentuada nos períodos de ponta, aumentando assim a refletividade de custos.

G.6. Tarifas EGME

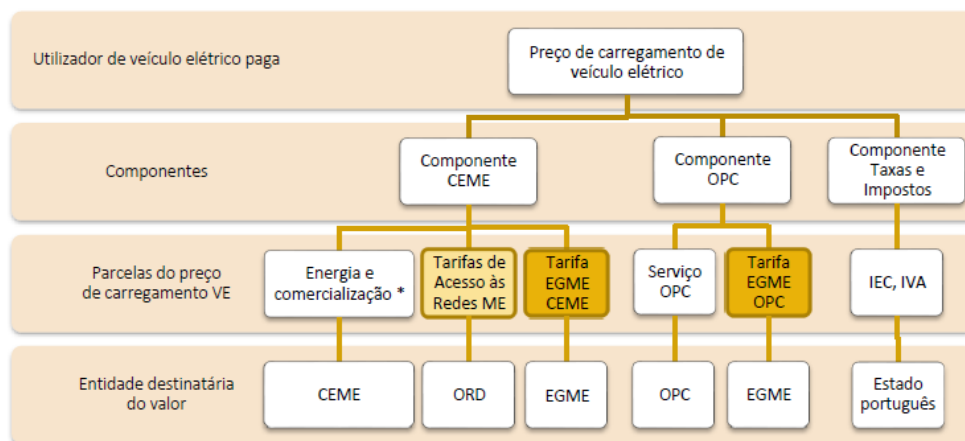
- As tarifas da Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica propostas para o ano 2022 contemplam a seguinte evolução face ao ano de 2021:

| Tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica | | | |
|---|--------|--------|-------|
| | 2021 | 2022 | |
| Tarifa da EGME aplicável aos CEME Carregamento efetuado por UVE em ponto de carregamento de OPC e DPC (€/carregamento) | 0,1657 | 0,2964 | 78,9% |
| Tarifa da EGME aplicável aos OPC Carregamento efetuado por UVE em ponto de carregamento de OPC (€/carregamento) | 0,1657 | 0,2964 | 78,9% |
| Tarifa da EGME aplicável aos DPC Ponto de carregamento de DPC (€/dia/ponto de carregamento) | 0,0385 | 0,0496 | 28,8% |

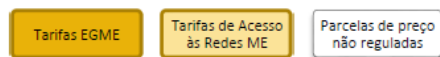
Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022, págs. 36 e 37, e proposta de TeP da EGME de 2021, págs. 40 e 41

2. O acréscimo acentuado das tarifas deve-se essencialmente ao facto de, relativamente ao ano 2021, a ERSE não ter considerado o diferimento de proveitos.
3. Segundo a ERSE, a introdução das tarifas da EGME em 2021 não comprometeu o crescimento do número de carregamentos, privilegiando assim o entendimento de que os preços devem, em cada momento, refletir os custos da atividade, evitando-se a criação de dívida a pagar por utilizadores futuros.
4. O preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica engloba a parcela de energia e comercialização, o serviço de OPC, as tarifas de acesso às redes ME, as tarifas da EGME e a componente de taxas e impostos, tal como esquematizado na figura seguinte:

Figura 6-1 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica



Legenda:



(*) No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022, pág. 42

5. Assim, os carregamentos em pontos de OPC têm um custo implícito associado às tarifas EGME (a OPC e a CEME) de 0,59€/carregamento. De modo a avaliar o impacto destas tarifas no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico, a ERSE considera dois cenários de carregamento:
 - a. Carregamento específico médio: consumo de 12,5 kWh/carregamento, conforme valor previsto em sede de tarifas para 2021.
 - b. Carregamento específico mais elevado: para considerar carregamentos de mais longa duração, considerou-se o dobro do valor médio, isto é, 25,0 kWh/carregamento.

Os resultados da análise efetuada demonstram que o peso das tarifas da EGME representarão 6% do preço final pago por carregamento para carregamentos de consumo elevado, de 25 kWh, em ponto de carregamento com entrega da RESP em BT e 12% para carregamentos de consumo médio, 12,5 kWh, em ponto de carregamento com entrega da RESP em MT. Estes valores comparam com os pesos referentes ao ano 2021, que são, respetivamente, 4% e 8%.

6. Face a estes valores, o CT salienta o aumento expressivo da tarifa da EGME aplicável aos CEME e aos OPC, na ordem de 79%, e da tarifa EGME aplicável aos DPC, na ordem de 29%, que se reflete num aumento do peso das tarifas EGME no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico, alertando



para o facto de este aumento poder desincentivar o desenvolvimento da mobilidade elétrica de particulares.

Importa também salientar que, dada a sua natureza de custo fixo por carregamento, o peso das tarifas da EGME é tanto maior quanto menor for a energia consumida num determinado carregamento.

7. Neste contexto, o CT recupera o comentário presente no [parecer](#) sobre a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021”, onde recomenda a reanálise da estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, tendo por base a evidência de que uma tarifa apenas baseada em carregamento penaliza os UVE de menor capacidade.
8. O CT alerta para o facto de o indutor selecionado não promover uma utilização ótima dos pontos de carregamento, na medida em que não incentiva os utilizadores a limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, num cenário de escassez de postos. Assim, o CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de adoção de outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou tempo, mantendo uma estrutura tarifária monomial. Adicionalmente, o CT volta a recomendar que seja equacionada a imputação de custos que desincentivem a ocupação do posto, após concluído o carregamento do veículo elétrico.
9. Em linha com o previamente defendido, o CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados e por esta ser independente do próprio CEME.
10. Por último, o CT reforça que a comparação com outras opções de motorização efetuada pela ERSE tem limitações, por não considerar custos de investimento na aquisição e manutenção dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações, que desvirtuam o cálculo do custo total. Assim, a análise desenvolvida neste âmbito deveria ser realizada numa ótica de custo do ciclo de vida ou, na sua impossibilidade, limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.

G.7. Tarifas do autoconsumo

G.7.1 Enquadramento regulamentar

1. O atual regime jurídico do autoconsumo, que abrange a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019.
2. No mesmo ano foi estabelecido igualmente o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].
3. O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, aplicável numa fase inicial a um conjunto restrito de situações, compreendendo apenas projetos em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente foram incluídos, nomeadamente aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].
4. O Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica ([RAC](#)) da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, de acordo com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, [art.º 32.º n.º 2]. A primeira versão do RAC foi, entretanto, revogada, estando atualmente em vigor o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, cujas



regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal em vigor.

5. O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 162/2019, de 25 de outubro, art.º 2.º, alínea d)]. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo como regra preferencial a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo. O autoconsumidor individual é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações [art.º 2.º, alínea e)] e o autoconsumo coletivo tem como requisito a proximidade entre os seus membros e as próprias UPAC [art.º 5.º], o mesmo sucedendo com as CER [art.º 2.º, alínea j)].
6. Note-se, no entanto, que é possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, possam estar interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP).

G.7.2 Tarifas reguladas específicas do autoconsumo

1. Com a recente reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do próprio RT, facto que o CT regista positivamente.
2. Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de acesso às redes, determinadas pela ERSE [art.º 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.º]:
 - i. Correspondem às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC;
 - ii. Pode haver lugar à dedução do montante associado aos CIEG, por despacho do Governo.

Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

3. A dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC. Com a recente reformulação do RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 61.º, n.º 2)].
4. Aquele fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 61.º, n.º 4]. A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica [RAC, art.º 54.º, n.º 3] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND (E-Redes).
5. Não são conhecidos, até ao momento, projetos de autoconsumo que envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-Redes quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas.



6. Assim, mantém-se para 2022 a opção tomada em 2020 e 2021, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente assume, portanto, o valor de 1.

G.7.3 Isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo

1. Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].
2. O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual; e isenção de 100% dos CIEG para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.
3. A isenção incide sobre a totalidade dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro. Para 2022, as deduções de CIEG correspondentes às modalidades de isenção previstas no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, abrangem unicamente a BTN.

G.8. Tarifas OLMC

1. A tarifa de operação logística de mudança de comercializador (OLMC), a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento.
2. No quadro seguinte apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2022:

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

| OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR | PREÇOS |
|--|--------------|
| Potência contratada | EUR/(MW.dia) |
| MAT | 0,0001 |
| AT | 0,0001 |
| MT | 0,0023 |
| BTE | 0,0101 |
| BTN | 0,0958 |

Fonte: ERSE, proposta de TeP da EGME para 2022

H. Evolução dos CIEG

1. Os custos de interesse económicos gerais (CIEG) do ano, juntamente com o pagamento de CIEG do passado (amortização de dívida tarifária) e com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, influenciam significativamente a evolução das tarifas de energia elétrica.
2. Estes custos são incluídos nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os clientes de energia elétrica.
3. Em 2022, pela primeira vez, o impacto global desta rubrica é negativo, muito por força do valor negativo dos CIEG do próprio ano, ou seja, traduziu-se num benefício para o sistema. Sinteticamente, é possível resumir a situação na tabela abaixo:



| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022 (milhões de €) | |
|--|-------------|
| | -1 293 |
| | 938 |
| | 210 |
| Total CIEG e sustentabilidade em 2022 | -145 |

4. É possível observar que o benefício para o sistema, com origem no custo dos CIEG do próprio ano, se deveu essencialmente à inversão do contributo do sobrecusto da PRE e do sobrecusto dos CAE.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022

| | Unidade: Milhares de euros | | |
|--|----------------------------|-------------------|--------------------|
| | 2021 | 2022 | Variação 2022/2021 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 2 011 680 | -1 292 957 | -164,3% |
| Sobrecusto da PRE | 1 469 100 | -1 583 764 | -207,8% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | -73 713 | 65 651 | -189,1% |
| Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa | 332 779 | -77 656 | -123,3% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 258 248 | 262 559 | 1,7% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 124 015 | 137 936 | 11,2% |
| Terrenos das centrais | 12 296 | 12 273 | -0,2% |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 1 940 | 3 158 | - |
| ERSE | 5 650 | 1 207 | -78,6% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 432 | 392 | -9,5% |
| Autoridade da Concorrência | 377 | 423 | 12,4% |
| Tarifa Social | -119 444 | -115 135 | -3,6% |
| Alisamento dos custos da PRE | -101 230 | 937 700 | -1026,3% |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | 1 910 451 | -355 258 | -118,6% |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 133 824 | 133 710 | -0,1% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 597 | 34 722 | 0,4% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 99 227 | 98 988 | -0,2% |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | -47 410 | 75 710 | -259,7% |
| Diferencial extinção TVCF | -1 309 | 931 | -171,1% |
| Sobreprouito | -2 255 | -195 | -91,3% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 82 850 | 210 156 | 153,7% |
| Total CIEG e Sustentabilidade | 1 993 301 | -145 102 | -107,3% |

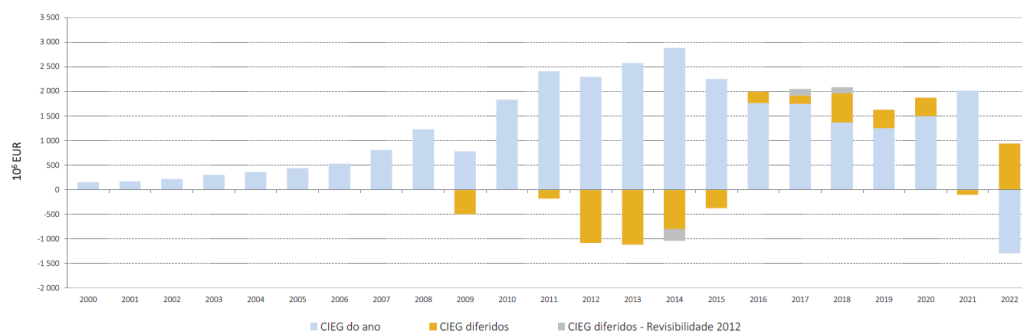
Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

5. Em termos evolutivos, depois da tendência de diminuição destes custos a partir de 2015, o CT destaca esta singularidade histórica em 2022.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000

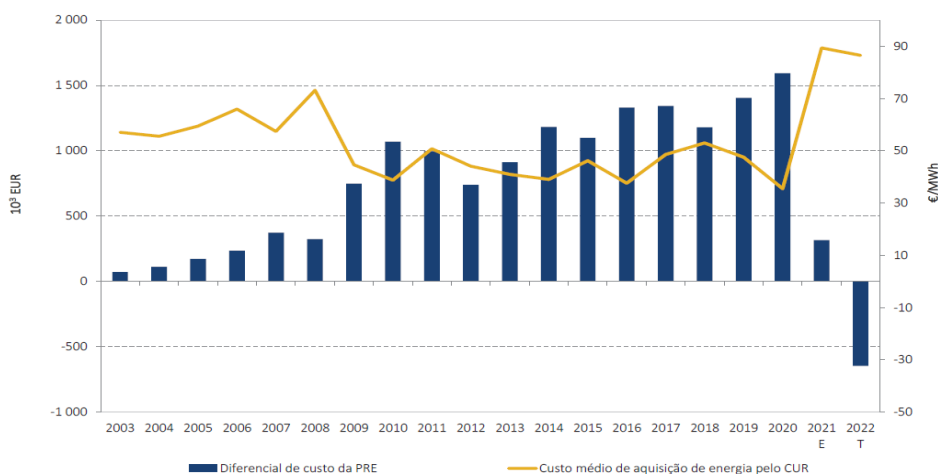


Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

H.1. Diferencial do custo da PRE

1. O diferencial de custo da PRE com a remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia, por parte do comercializador de último recurso (CUR), e a receita da sua venda no mercado organizado. Este diferencial é recuperado na tarifa de uso global do sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.
2. É conhecido o forte crescimento da produção em regime especial nos últimos anos.
3. A figura seguinte apresenta a evolução do diferencial do custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2003 a 2022, recuperado pelas tarifas do ano.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

Nota: tal como refere a ERSE, a partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.

4. Tal como referenciado ao longo deste parecer, é a evolução estimada para 2021 e prevista para 2022 dos preços de energia elétrica no mercado grossista (que se estima aproximar, ou mesmo ultrapassar, as remunerações unitárias garantidas da PRE) que alicerça a inversão do sinal do diferencial de custos da PRE em 2022. Para esta inversão também contribuíram os ajustamentos do ano 2021 a devolver ao sistema, que foram motivados pelo desvio significativo do preço de mercado e das medidas mitigadoras face ao previsto nas tarifas 2021. No caso das medidas mitigadoras, foi o aumento do preço das licenças de CO2 que justificou em grande parte o desvio ocorrido, tendo presente que as receitas dos leilões revertem parcialmente para o SEN.
5. O CT recorda a expectativa da ERSE, expressa no âmbito da proposta de tarifas e preços para 2021, que enaltecia a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e que referia que “os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual do sobrecusto nos produtores existentes, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Adicionalmente, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida abaixo dos atuais preços de mercado poderá acentuar este comportamento”. Esta previsão foi ultrapassada pela atual pressão altista que se conhece nos preços dos mercados grossistas, exemplo claro da complexidade e dificuldade do exercício regulatório.



H.2. Custos dos CMEC

1. Os CMEC foram estabelecidos designadamente através do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelecendo que a cessação de cada contrato de aquisição de energia (CAE) confere aos seus contraentes, concessionária da rede de transporte (REN) ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.
2. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE cessados que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.
3. Os CMEC, integrados na parcela II da tarifa de uso global do sistema, são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.
4. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros, a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros. Os valores foram homologados por Despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.
5. Por outro lado, no processo de fixação de tarifas a partir de 2019, a ERSE contempla o despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018⁵⁷, onde se declarou a *“nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”*
6. O montante apurado referente a CMEC, a devolver aos consumidores no que respeita à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais em causa, foi fixado no valor de 285M€, devolução a ser efetuada anualmente por via tarifária, com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.
7. O valor apurado de 65,65 milhões de euros, a pagar pelos consumidores nas tarifas de 2022, reflete:
 - a. O valor de 67,53 milhões de euros relativos à parcela fixa de renda anual.
 - b. O valor de 21,871 milhões de euros, a título de devolução referente à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais.
 - c. O valor de 18,948 milhões de euros, relativo à renda anual do ajustamento final.
 - d. Os desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado.

⁵⁷ Como resulta do despacho de 4 de outubro de 2018, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).



Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022

| Unidade: 10 ³ EUR | |
|---|---------------|
| | Ano 2022 |
| Parcela Fixa | |
| Renda anual - valor inicial | 67 532 |
| Desvios faturação | -6 545 |
| Parcela de Acerto | |
| Devolução de valores do passado | -21 871 |
| Renda anual - ajustamento final | 18 948 |
| Desvios faturação | 6 589 |
| Parcela de alisamento | |
| Desvios de faturação t-1 - parcela fixa | -2 522 |
| Desvios de faturação t-1 - parcela acerto | 3 521 |
| Total | 65 651 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2022

8. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Quadro 4-41 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

| | Unid: 10 ⁶ EUR | | | | |
|---|---------------------------|-------------|-------------|-----|-------------|
| | Valores previstos | | | | |
| | T2021 | T2022 | T2023 | ... | T2027 |
| Parcela fixa - renda valor inicial CMEC | 67,5 | 67,5 | 67,5 | ... | 67,5 |
| Parcela de acerto - Devolução de valores do passado | -86,5 | -21,9 | | ... | |
| Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC | 18,9 | 18,9 | 18,9 | ... | 18,9 |
| Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1 | | | | ... | |
| Total | 0,0 | 64,6 | 86,5 | ... | 86,5 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021"

9. Os CMEC retomam, como previsto, a sua contribuição de custo do sistema que impacta as tarifas, a partir de 2022, após o fim do período de devolução "neutral", determinado na sequência do despacho do Secretário de Estado de Energia, mencionado no ponto 5.
10. O CT releva a perspetiva quantitativa da evolução desta importante rubrica dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento.
11. Tal como expresso no parecer do ano anterior, o CT regista não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, esta foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas para o ano de 2019, tendo a ERSE referido, na sua resposta aos comentários do CT em dezembro de 2018 "*não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia*".
12. Por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, por valores ou encargos determinados posteriormente por falta de atempada homologação, o CT recomenda à ERSE que procure fechar definitivamente esta questão da revisibilidade de 2017.



H.3. Diferencial do custo dos CAE

1. A REN Trading exerce a função de gestor dos contratos de aquisição de energia (CAE) não cessados como agente comercial, colocando em mercado a energia elétrica produzida pelas centrais em apreço, nos termos dos respetivos CAE.
2. A diferença entre os custos definidos pelos CAE, e as receitas da venda em mercado da energia produzida, corresponde ao diferencial de custo com os CAE, individualizado na atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial.
3. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de uso global do sistema, que impacta todos os consumidores de energia elétrica.
4. O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2022 e respetivas receitas em mercado e custos associados à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás, tendo presente que o CAE da central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia, termina o seu contrato em novembro de 2021.
5. O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta, assim, da soma das seguintes parcelas:
 - a) Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
 - b) Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretivas aplicáveis;
 - c) O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
6. No que diz respeito ao incentivo mencionado na alínea b), o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, num primeiro momento através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, que foi posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo ICAE e o prémio de adequação de mercado PAM, que vigoraram até 2020.
7. De modo a adequar estes incentivos à redução gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, por se aproximar o fim da vigência de ambos os contratos, que ocorrerá em novembro de 2021 no caso da Tejo Energia e no primeiro trimestre de 2024 no caso da Turbogás, a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabeleceu o novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também designado ICAE, em vigor a partir do ano de 2021.
8. O incentivo comporta duas vertentes:
 - (i) o incentivo associado à margem operacional libertado com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção (I_{CAE});
 - e
 - (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais (P_{AM}).

Os custos de funcionamento da atividade de compra e venda de energia elétrica (CVEE) do agente comercial são incorporados no incentivo I_{CAE} no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.



- O valor do diferencial de custo das centrais com CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia), previsto para 2022, sem ajustamentos, é de 61,25 milhões de euros, substancialmente inferior ao valor de 228,51 milhões de euros previstos nas tarifas de 2021.
- O montante global a considerar a título de sobrecusto dos CAE foi fixado em (-) 77,6 milhões de euros, ou seja, um valor a recuperar pelo sistema. O valor final negativo do sobrecusto com CAE a recuperar pelas tarifas de 2022 deve-se ao efeito dos ajustamentos negativos, em particular ao valor estimado do sobrecusto para 2021.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

| | | Unidade 10 ³ EUR | |
|-------------------|--|-----------------------------|--------------|
| | | Tarifas 2021 | Tarifas 2022 |
| A = 1 + 2 - 3 | Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE | 228 509 | 61 252 |
| 1 | Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE | 447 442 | 424 676 |
| 2 | Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE | 7 889 | 1 830 |
| 3 | Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE | 226 822 | 365 254 |
| B = 4 + 5 + 6*7 | Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial | 1 347 | 1 181 |
| 4 | Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido) | 1 315 | 1 153 |
| 5 | Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica | 31 | 27 |
| 6 | Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações | 19 | 23 |
| 7 | Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica | 4,60% | 4,00% |
| C | Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1 | -104 208 | 148 434 |
| E | Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | -43 431 | -8 344 |
| F = A + B - C - E | Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS | 377 494 | -77 656 |

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022"

- Como referido, esta evolução deve-se, entre outros fatores, ao fim do CAE da central da Tejo Energia em novembro de 2021 e ao aumento previsto no preço de energia no mercado grossista.
- O fim do CAE da central da Tejo Energia em 2021 e as suas condicionantes de funcionamento devido ao stock de carvão existente durante esse ano, são determinantes na evolução do diferencial de custo com o CAE desta central nos anos de 2021 e 2022. Desde logo, a descida do encargo de potência em 2021, que se deve à redução do período a que respeita, tendo em conta que o CAE termina em novembro de 2021, e, por esse motivo, a sua nulidade em 2022.
- Quanto ao valor global dos encargos de energia desta central, são afetados, essencialmente, pelo crescimento abrupto do preço das licenças de CO² e pelo *stock* de carvão disponível no início de 2021, que não foi aumentado desde 2019 por decisão da REN Trading, dando origem a cancelamentos de carregamentos de carvão.
- Relativamente a este último aspeto, segundo a ERSE, os respetivos custos encontram-se na rubrica dos encargos de energia da central da Tejo Energia em 2020, no valor de cerca 13 milhões de euros que foram provisoriamente aceites pela ERSE nesta proposta, mas ainda se encontram sob análise que poderá determinar uma decisão diferente.
- Para o agregado das duas centrais, o fim do CAE da Tejo Energia em 2021 e o aumento das receitas resultante da evolução dos preços de eletricidade no mercado grossista são determinantes para a redução do sobrecusto com os CAE repercutido em 2022 na tarifa de uso global do sistema.
- Ao nível dos custos incorporados na determinação do sobrecusto CAE, registe-se ainda o impacto em 2022 da extinção da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em 2022, em resultado da última revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico.



H.4 Custos com a Convergência Tarifária das Regiões Autônomas

- Os custos com a convergência tarifária com as regiões autônomas, suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autônomas, apresentam um acréscimo relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Custos com a convergência tarifária das Regiões Autônomas em 2021 e 2022

Unidade: Milhares de euros

| | RAA | RAM | Total |
|---|--------|--------|---------|
| Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2022 | 70 567 | 67 369 | 137 936 |
| Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2021 | 62 398 | 61 617 | 124 015 |

- O acréscimo do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária nas RAA.

H.5. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

- O volume dos CIEG conheceu uma evolução atípica na proposta de tarifas para 2022, face ao histórico, tal como já exposto no ponto I, passando a representar, globalmente, um benefício líquido para o sistema elétrico nacional.
- É, contudo, relevante ventilar a repartição de cada um dos CIEG pelos diferentes níveis de tensão e tipo de fornecimento, decorrente da aplicação da portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, para determinação das tarifas de 2022, conjugada com o disposto no Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de Outubro, que determinou a afetação ao sobrecusto da PRE renovável das receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e dos saldos de gerência do FA e do FSSSE.

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

| Unidades: milhões de euros | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN≤ | TOTAL |
|--------------------------------|-------------|--------------|---------------|--------------|-------------|-------------|---------------|
| Sobrecusto PRE (DL90/2006) | -29,5 | -101,7 | -377,5 | -0,4 | -0,6 | -56,8 | -566,4 |
| Sobrecusto PRE (não DL90/2006) | -2,5 | -6,3 | -16,7 | -4,4 | -3,5 | -46,3 | -79,7 |
| Sobrecusto dos CAE | -4,0 | -8,6 | -25,1 | 10,6 | 1,2 | -51,8 | -77,7 |
| CMEC | 1,0 | 2,0 | 8,6 | 3,0 | 3,1 | 47,9 | 65,7 |
| Garantia de potência | 0,2 | 0,5 | 1,0 | 0,2 | 0,1 | 1,1 | 3,2 |
| Sobrecusto RAs | 14,5 | 31,8 | 84,3 | -56,6 | -15,1 | 79,1 | 137,9 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 7,3 | 20,2 | 43,8 | 9,4 | 5,0 | 48,0 | 133,7 |
| Ajust. de aquisição de energia | 4,1 | 11,5 | 24,8 | 5,3 | 2,8 | 27,2 | 75,7 |
| Diferencial extinção TVCF | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,1 | 0,0 | 0,3 | 0,9 |
| Sobreproveito | 0,0 | 0,0 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,1 | -0,2 |
| Terrenos | 0,7 | 1,9 | 4,0 | 0,9 | 0,5 | 4,4 | 12,3 |
| PPEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | -8,2 | -48,6 | -252,5 | -31,8 | -6,5 | 53,1 | -294,5 |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

- Os CIEG incluídos nas tarifas de acesso às redes, em MAT, AT, MT e BTE, em 2022, passam a contribuir para a redução do preço médio destas, enquanto, em BTN, os CIEG ainda se mantêm como um custo para estas tarifas, embora em menor proporção que em exercícios anteriores.
- Outra forma de apreciar o impacto significativo desta importante componente na formação dos preços é através do indicador referente ao peso a considerar no cálculo do valor dos custos de interesse geral incluído na formação das tarifas de acesso de redes (TAR), informação presente



obrigatoriamente nas faturas dos clientes. Registam-se, desta forma, percentagens negativas nos níveis de tensão acima da BTN.

Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

| 2021 | | 2022 (proposta) | |
|--|------------------------------|--|------------------------------|
| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / Tarifas de Acesso) | Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / Tarifas de Acesso) |
| MAT | 74% | MAT | -242% |
| AT | 67% | AT | -416% |
| MT | 61% | MT | -584% |
| BTE | 63% | BTE | -4% |
| BTN > 20,7 kVA | 60% | BTN > 20,7 kVA | 17% |
| BTN ≤ 20,7 kVA | 66% | BTN ≤ 20,7 kVA | 30% |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

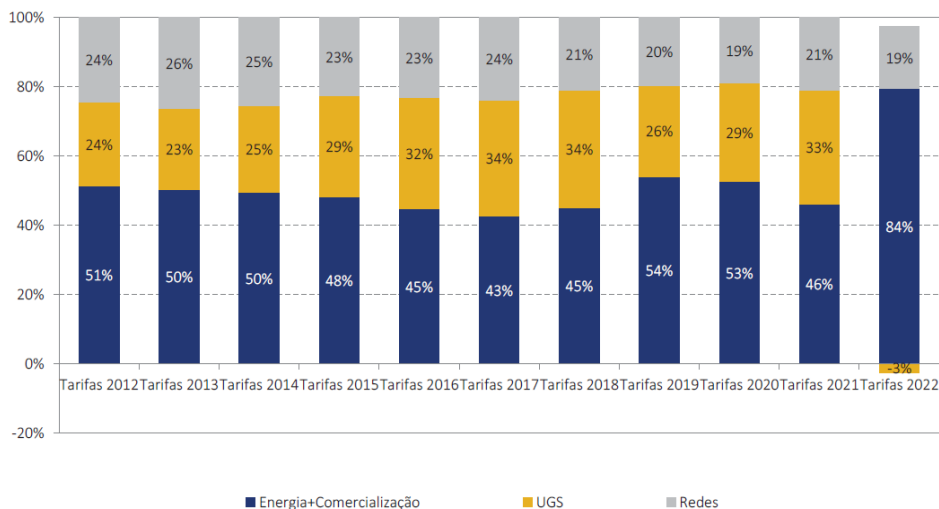
5. O CT assinala a acentuada assimetria na repartição resultante do quadro regulamentar imposto para a distribuição dos CIEG, por nível de tensão, no processo de fixação de tarifas para 2022.

I. Impacto na estrutura dos custos das tarifas

1. A ERSE apresenta uma interessante visualização da evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2012, para Portugal Continental, onde os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas.
2. É bem evidente, nesta representação, o impacto da situação vivida nos mercados e a singularidade do ano 2022 quanto ao peso da energia elétrica, justificado pelo aumento substancial dos custos com a energia prevista ocorrer em 2022, e o peso negativo da UGS resultante da redução do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial e da redução do sobrecusto CAE, devido ao enorme aumento ocorrido em 2021 e previsto ocorrer em 2022 nos preços de energia elétrica nos mercados grossista.



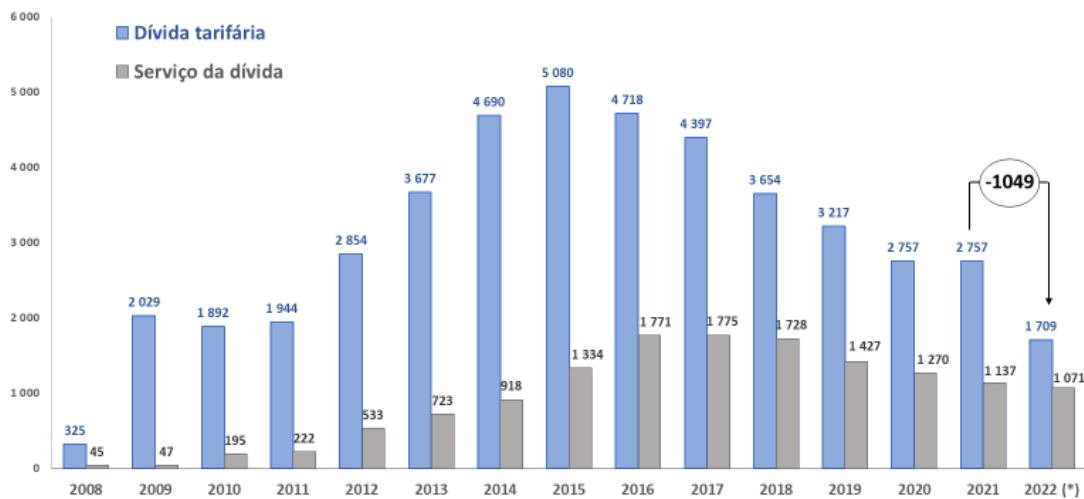
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

J. Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto), bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano conduz ao chamado “serviço da dívida tarifária” (juros e amortização) que representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2022, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).

**Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)**

(*) ERSE - Proposta de tarifas e preços para 2022

4. A proposta de tarifas e preços para 2022 volta a restabelecer o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016 e interrompido em 2021⁵⁸.
5. No final de 2022 aponta-se para uma dívida tarifária de cerca de 1.7 mil milhões de euros, ao que terá correspondido uma redução da mesma em cerca de mil milhões de euros durante o ano.
6. O CT regista positivamente a opção da ERSE em retomar a redução da dívida tarifária, bem como a não criação de dívida suplementar no presente exercício, como um claro objetivo da presente proposta de tarifas. O CT também considera que se trata de uma escolha estrategicamente muito relevante uma vez que alivia as restrições financeiras para os próximos processos de fixação de tarifas.

K. Medidas mitigadoras do SEN

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, na forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias definidas para cada atividade.
2. As previsões em que assentam os proveitos permitidos têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2022, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e ainda os novos parâmetros definidos para o período regulatório 2022-2025.
3. As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.

58

| Anos | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|
| Redução da dívida tarifária (milhões de euros) | 362 | 321 | 743 | 437 | 460 | 0 | 1049 |



4. Fruto da própria natureza exógena dos CIEG que escapam ao quadro de decisões diretas do Regulador, bem como pelo elevado montante que têm sistematicamente assumido ao longo dos últimos anos, é com particular atenção que o CT tem procurado acompanhar aquilo que se tem vindo a designar por “medidas mitigadoras”.
5. As medidas mitigadoras advêm de decisões das instâncias superiores e são suportadas por quadro normativo especificamente produzido para o efeito. O seu principal objetivo é procurar reduzir o volume de custos a recuperar pelo SEN, através da identificação e consignação de receitas a reverter para o sistema. Tratam-se, portanto, in fine, de medidas de contenção da variação anual de tarifas.
6. A definição excecional destas medidas de contenção tarifária contidas no Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, num total de 508,5 milhões de euros, também estabeleceu, desde logo, a sua distribuição pelos níveis de tensão MAT, AT e MT para efeitos tarifários, de acordo com as seguintes percentagens:

| MAT | AT | MT |
|------|-----|-------|
| 5,8% | 20% | 74,2% |

O CT não pode deixar de registar que esta afetação não contempla o nível de tensão BT, beneficiando exclusivamente os níveis de tensão superiores. Trata-se de uma decisão, eminentemente política, que ganharia maior transparência com uma justificação fundamentada por parte da tutela.

7. O CT assinala, contudo, que até à data do presente parecer, o referido despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, não se encontra publicado no Diário da República.
8. A ERSE incorpora na documentação de suporte, pela primeira vez e tal como sugerido pelo CT, uma tabela que resume e sistematiza o conjunto das medidas mitigadoras previstas para 2022, bem como um ponto de situação da melhor estimativa para o ano em curso.



| | Unidade: Milhares de euros | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------|
| | 2021E | 2021T | 2022T |
| Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013 | 17 000 | 30 200 | 0 |
| Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN | 270 000 | 153 090 | 286 899 |
| Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE | 187 250 | 184 866 | 110 000 |
| Afetação extraordinária ao SEN resultante do Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática de 14 de outubro de 2021 | 0 | 0 | 131 456 |
| 50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e adicionamento de CO2 | 4 200 | 750 | 3 700 |
| Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN | 8 800 | 6 009 | 8 900 |
| Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção , para energia solar fotovoltaica | 473 | 473 | 0 |
| Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle | | 72 900 | |
| Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento | | 14 156 | |
| Revogação do regime de interruptibilidade | 0 | 0 | 79 539 |
| TOTAL medidas de contenção tarifária | 487 723 | 462 444 | 620 494 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2022

9. O volume de recursos financeiros alocados às medidas mitigadoras em 2022 ascende a 620 M€ (+ 27% face a 2021E). O CT destaca em particular:
1. Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão que revertem para o SEN, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril. Este diploma determina que 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal devem ser utilizadas para promover as energias renováveis, através da compensação de parte do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável. Com a melhor informação disponível, a ERSE prevê que em 2022 seja transferido para o CUR cerca de **286,9 milhões de euros**.
 2. Previsão da reversão para o SEN do montante relativo às receitas geradas pela venda de Garantias de Origem, respeitantes à eletricidade produzida a partir de fontes renováveis por produtores que beneficiam de remuneração garantida, no montante de **8,9 milhões de euros**. As garantias de



origem (GO) emitidas têm um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um *mix* predeterminado da produção elétrica subjacente a esse consumo. No caso português, com a entrada em funcionamento da EEGO em março de 2020, este sistema tornou possível a emissão de GO que foram, posteriormente, objeto de transação através de um mecanismo de leilão competitivo.

3. Receitas de ISP aplicável às centrais de ciclo combinado a gás natural. Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos é estabelecido um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade. Nos termos do n.º 12 do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE). Em 2022, estima-se um valor máximo de proveitos de aproximadamente **3,7 milhões de euros** ⁽⁵⁹⁾ correspondente a 50% das receitas de ISP sobre as centrais de ciclo combinado, já que deixa de existir parque electroprodutor a carvão no seguimento do descomissionamento de Central a carvão do Pego a 30 de novembro de 2021.
4. Revogação do regime de interruptibilidade que se traduz num montante de **79,6 milhões de euros**. O mecanismo de atribuição e remuneração do serviço de interruptibilidade em Portugal não é compatível com as orientações relativas a auxílios de estado, nem com as regras e diretrizes europeias do mercado interno, que estipulam a adoção de procedimentos abertos, transparentes e não discriminatórios, em detrimento de mecanismos de atribuição administrativa como o ainda previsto na portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

O Governo comprometeu-se a avaliar e implementar mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade, designadamente através da inclusão dos consumidores que prestam estes serviços no regime de remuneração de reserva de segurança do SEN. Contudo, a operacionalização deste mecanismo carece de autorização a proferir pela Comissão Europeia, no âmbito dos procedimentos de auxílios de Estado, que ainda não foi emitida, tendo o Governo decidido estabelecer um mecanismo transitório para a cessação do regime de interruptibilidade ainda vigente, revogando a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

À data de elaboração da presente proposta por parte da ERSE, ainda não se encontravam publicadas as disposições do mecanismo transitório, por se encontrarem em consulta de interessados. Nessa circunstância, a ERSE assumiu que os custos com contratos de prestação do serviço de interruptibilidade serão nulos em 2022 e que o mecanismo que se perspetiva vir a substituir o atual regime não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema.

Com a publicação da Diretiva n.º 14/2021, de 3 de novembro, há que rever os custos do CUR em conformidade.

Entretanto foi publicada a Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, que revoga a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, onde se estabelece que os contratos de adesão ao serviço de interruptibilidade ativos à data de 31 de outubro de 2021 são automaticamente prorrogados até 31 de dezembro de 2021. Acrescenta que o valor da remuneração base dos meses de novembro e dezembro de 2021 assume o valor da remuneração base liquidada e faturada pelo operador da rede de transporte relativa ao mês de outubro de 2021. As instalações consumidoras abrangidas ficam dispensadas da realização dos ensaios de verificação de disponibilidade previstos no artigo

⁵⁹ 2,7 M€ com a tributação dos produtos petrolíferos, previstos no despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática de 14/10/2021, corresponde ao valor consignado até agosto de 2021, estão integrados no valor total de 3,7 M€ previsto pela ERSE para o conjunto do ano.



4.º -A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual, durante os meses de novembro e dezembro de 2021.

Pelo exposto, o CT espera a correção, por parte da ERSE, dos valores previsionais para o regime de interruptibilidade para o ano de 2021.

5. Receitas provenientes do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estimadas com **valor nulo**.
 6. Transferência para o SEN na sequência do despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **131,5 milhões de euros** (125,8 milhões de euros decorrentes da afetação dos saldos de gerência do Fundo Ambiental e do FSSSE e 5,7 milhões de euros provenientes dos saldos de gerência da ERSE apurados para o setor elétrico).
 7. Transferência para o SEN na sequência do despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **270 milhões de euros** relativos à afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2021 ⁽⁶⁰⁾.
 8. Transferência para o SEN na sequência do despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de outubro, no montante de **110 milhões de euros** relativos à afetação do remanescente do produto estimado da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) do ano de 2021.
10. Como nota final sobre este capítulo das medidas mitigadoras (ou de contenção tarifaria), o CT tem plena consciência dos impactos da múltipla produção legislativa, muitas vezes *ad-hoc*, e da volatilidade que pode sofrer alguma rubrica visto o seu caráter previsional, acabando por provocar ajustamentos posteriores difíceis de identificar. Torna-se extremamente difícil acompanhar estes movimentos e transferências financeiras pelo que importa assegurar mecanismos acessíveis de rastreabilidade e transparência.
11. O CT não pode deixar de notar que a classificação da extinção do regime de interruptibilidade como “medida mitigadora” é discutível, na medida em que os custos a ele associados continuarão a ser suportados pelos utilizadores do sistema, ainda que através do novo processo estabelecido para a Banda de Regulação. Ou seja, não será a mudança da metodologia de recuperação destes custos que permite concluir pela redução dos mesmos.
12. Pelo anteriormente exposto, o CT recomenda a revisão por parte da ERSE, da classificação utilizada para este item, e a realização de previsões para o regime de interruptibilidade e de banda de reserva de regulação para o ano de 2021 e 2022.
- L. Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho**
1. Este diploma determina que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos

⁶⁰ Tendo em conta a data de consignação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, referida neste despacho, a ERSE considerou os 270 M€ relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa em 2021, com efeito no ajustamento provisório do diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a repercutir em 2022.



preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

2. Nos termos do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, está suspensa a receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de 2021 e 30 de setembro de 2021, com a correspondente redução das receitas estimadas para o ano de 2021, na sequência de recentes opções do governo espanhol. A prorrogação da suspensão dos impostos sobre a geração em Espanha no 4º trimestre do ano 2021 levou à publicação do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, que procede à suspensão do mecanismo de equilíbrio concorrencial no mesmo período.
3. Da mesma forma, há um conjunto de medidas de incidência fiscal em Espanha que podem aplicar-se ao ano de 2022, em resposta à crise dos mercados grossistas, podendo colocar-se o cenário de se manter suspensa a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que poderá implicar receita previsional nula.
4. Atendendo à complexidade técnica da aplicação deste mecanismo regulatório bem como à incerteza das medidas que podem vir a ser tomadas pelas autoridades competentes, o CT apoia a postura prudente da ERSE em considerar um valor nulo para a previsão do mecanismo de equilíbrio concorrencial no ano de 2022.
5. O CT tinha, inclusive, expresso essa mesma recomendação no seu parecer às tarifas do ano passado, dada a menor clareza jurídica da produção normativa relativa a esta componente que afeta os proveitos permitidos.

M. Proveitos Permitidos

M.1. Metodologias de regulação

Na proposta de tarifas e preços para 2022, primeiro ano do período regulatório 2022-2025, destaca-se as alterações ao modelo de remuneração aplicado ao ORT e ao ORD AT/MT para um modelo de TOTEX.

Estas alterações serão analisadas em detalhe nas secções relativas a cada operador sujeito a regulação económica.

M.2. Proveitos permitidos a recuperar em 2022

1. A proposta de tarifas e preços para 2022 destaca-se pela redução do valor de proveitos a recuperar em cerca de 62% face a 2021, de 3.335 M€ para 1.277 M€, no continente.
2. Esta redução deriva maioritariamente da redução dos proveitos a recuperar pela tarifa UGS em cerca de 109%, de 2.013 M€ (valor a recuperar pelo SEN) para -180 M€ (valor a recuperar pelos consumidores).
3. Em sentido contrário, os proveitos a recuperar pela tarifa de energia aumentam 90,2% de 126M€, em 2021, para 239 M€, em 2022.
4. Ambas as variações têm como justificação os preços da eletricidade em mercado grossista anormalmente altos que influenciam quer um menor diferencial de custos com a PRE, com impacto na tarifa UGS, quer um maior custo de aquisição de energia em mercado para fornecimento aos clientes em mercado regulado, com impacto na tarifa de energia.



Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: Milhares de euros

| | T2021 | T2022 | Variação de proveitos T2022/T2021 |
|---|------------------|------------------|-----------------------------------|
| | (1) | (2) | [(2) / (1)] - 1 |
| Gestão Global do Sistema | | | |
| Proveitos permitidos do ORT | 614 691 | 144 843 | |
| Custos gestão do sistema | 120 366 | 57 820 | |
| Custos de interesse geral | 492 385 | 83 864 | |
| Custos com garantia de potência | 1 940 | 3 158 | |
| Custos a recuperar pelo ORD | 1 449 639 | -402 791 | |
| Sustentabilidade de mercados e coexistência | -47 410 | 75 710 | |
| Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF | -1 309 | 931 | |
| Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória | -2 255 | -195 | |
| Proveitos a recuperar com a UGS | 2 013 356 | -181 503 | -109,0% |
| Operador Logístico de Mudança de Comercializador | | | |
| OLMC | 1 225 | 1 309 | |
| Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE | -36 | 52 | |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC | 1 189 | 1 360 | 14,4% |
| Transporte de energia elétrica | | | |
| Proveitos permitidos do ORT | 286 446 | 279 640 | |
| Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN | -2 390 | 6 625 | |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de URT | 284 055 | 286 265 | 0,8% |
| Distribuição de energia elétrica | | | |
| Total dos proveitos em AT/MT | 334 539 | 394 143 | |
| Total dos proveitos em BT | 671 561 | 630 869 | |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de URD | 1 006 100 | 1 025 013 | 1,9% |
| Comercialização regulada | | | |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT | 3 | 670 | |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE | 72 | 373 | |
| Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN | 21 189 | 19 902 | |
| Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização | 21 264 | 20 945 | -1,5% |
| Aquisição em mercado+OMIP+Cesur | | | |
| Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto) | -921 170 | -2 104 690 | |
| Custos com serviços do sistema | 1 035 562 | 2 336 543 | |
| Custos de funcionamento | 8 391 | 4 452 | |
| 3 269 | 3 458 | | |
| Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia | 126 053 | 239 763 | 90,2% |
| Proveitos a recuperar com as tarifas | 3 452 018 | 1 391 843 | -59,7% |
| Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória | 2 255 | 195 | |
| Tarifa Social | -119 444 | -115 135 | |
| Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente | 3 334 829 | 1 276 903 | -61,7% |

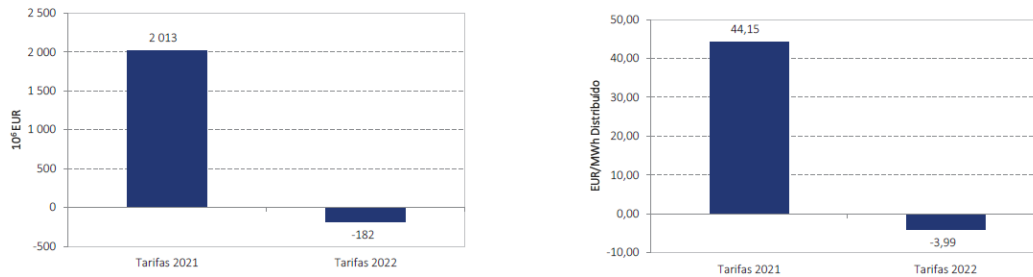
Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

M.3. Proveitos da UGS

- Os proveitos a recuperar pela tarifa UGS resultam da soma dos (i) custos com a gestão do sistema, (ii) CIEG, (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Na definição de tarifas para 2022 observa-se uma inversão da contribuição dos proveitos a recuperar pela tarifa UGS que passam de um valor de 2.013 M€ a recuperar pelo SEN, em 2021, para 182 M€ a recuperar pelos consumidores, em 2022. A tarifa UGS contribui assim para uma redução significativa dos proveitos a recuperar através das tarifas de acesso às redes e para uma redução do peso desta componente na fatura dos consumidores.



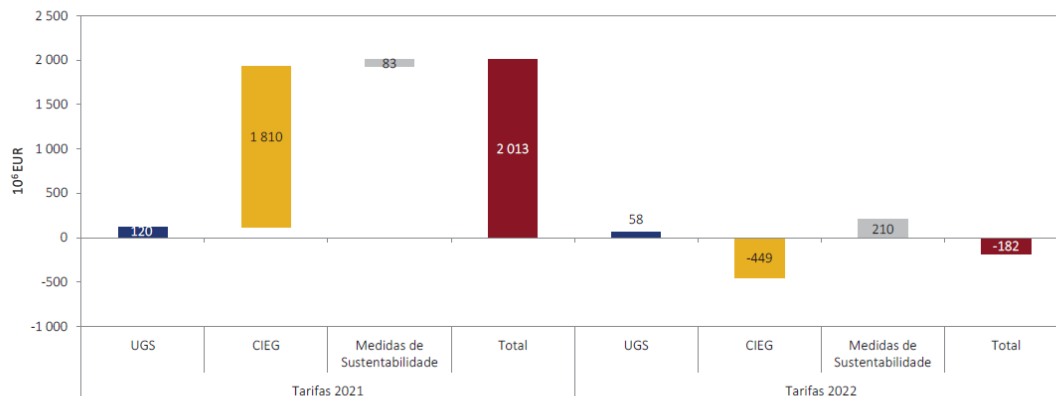
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

- A evolução referida deve-se maioritariamente à variação da componente de CIEG que passa de 1.810 M€ a recuperar pelo SEN, em 2021, para 449 M€ a recuperar pelos consumidores, em 2022. Acresce um aumento da componente das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados e uma diminuição dos custos do ORT a recuperar pela tarifa UGS.

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

- Relativamente à componente dos CIEG, a redução identificada deve-se ao decréscimo dos proveitos a recuperar associados à PRE e aos CAE, quer por via da redução do diferencial de custo previsto para 2022 quer pelo impacto positivo (a favor dos consumidores) dos ajustamentos de anos anteriores.

| Proveitos associados à PRE (m€) | Tarifas 2021 | Proposta Tarifas 2022 |
|--|--------------|-----------------------|
| Proveitos excluindo alisamento | 1.469 | -1.584 |
| <i>Diferencial de custo PRE do ano</i> | 1.093 | 104 |
| <i>Outros custos, custos de funcionamento e medidas de atenuação do impacto da PRE</i> | -310 | -525 |
| <i>Ajustamentos de anos anteriores</i> | 686 | -1.163 |



| | | |
|--|-------|------|
| Alisamento dos custos da PRE | -101 | 938 |
| Total de proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE | 1.368 | -646 |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

Analisando em detalhe a componente associada aos custos com a PRE, é possível identificar que, para um total líquido de 646 M€ a recuperar pelos consumidores, contribuem 1.163 M€ que dizem respeito a ajustamentos de anos anteriores a favor do SEN, maioritariamente relativos ao ano de 2021, por força da correção do preço médio de venda em mercado da energia adquirida à PRE face à estimativa incluída nas tarifas de 2021.

O diferencial de custo PRE previsto para 2022 (104 M€) tem por base um preço de referência médio para a venda em mercado da energia adquirida à PRE de 86,51 €/MWh (conforme Figura 4-60 do documento “proveitos e ajustamentos”, preço determinado “tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados”).

Não se prevendo a afetação de outros diferimentos em 2022, a rubrica de alisamento assume o valor previsto nas “tarifas e preços para 2021”.

5. No caso dos proveitos associados aos CAE, também aqui o principal impacto vem de ajustamentos de anos anteriores, destacando-se a importância do ajustamento relativo a 2021, justificada pelo mesmo motivo da PRE.

| Proveitos associados aos CAE (m€) | Tarifas 2021 | Proposta Tarifas 2022 |
|--|--------------|-----------------------|
| Diferencial de custo CAE do ano | 229 | 61 |
| Custos de funcionamento e remuneração do capital | 1 | 1 |
| Ajustamentos de anos anteriores | 148 | -140 |
| Total de proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica a transferir para a GGS | 377 | -77 |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022; ERSE, TeP 2021

O diferencial de custo associado aos CAE previsto para 2022 (61 M€) tem por base um preço médio de 89,1 €/MWh (conforme figura 4-2 do documento “proveitos e ajustamentos”, “preço médio de mercado previsto tendo em conta o mercado de futuros”).

6. O CT compreende que a instabilidade observada nos mercados grossistas de energia torna difícil o exercício de previsão do preço médio da energia elétrica em mercado para 2022, em particular devido à incerteza quanto à data de “normalização” dos preços elevados que se têm observado.
7. Ainda assim, o CT considera que não pode deixar de ser adotada uma posição de prudência em que haja a garantia de não serem gerados desvios relativos ao ano de 2022, a incluir nas tarifas do ano 2023 e seguintes, que possam causar variações no valor das tarifas que não sejam sustentáveis no longo prazo.
8. As tarifas propostas para 2022 beneficiam significativamente do impacto positivo (a favor dos consumidores) dos ajustamentos relativos a anos anteriores da tarifa UGS, o que permite que a amortização da dívida tarifária prevista para 2022 ocorra sem reflexo nas tarifas do ano.



9. O CT nota que este comportamento poderá criar expectativas otimistas nos agentes económicos quanto à sustentabilidade da manutenção deste efeito nos próximos anos, pelo que desvios que gerem ajustamentos desta magnitude devem ser evitados.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2020 e 2021 a repercutir em tarifas

Unidade: milhões de euros

| | Ajustamento 2020 | Ajustamento 2021 | Total |
|--|------------------|------------------|-----------------|
| Valor a recuperar pela Tarifa de energia | 8,3 | 67,4 | 75,7 |
| Valor a recuperar pela Tarifa UGS | -104,0 | -1 198,5 | -1 302,5 |
| CMEC+SACAE | 8,4 | -147,4 | -139,0 |
| SPRE | -112,4 | -1 051,1 | -1 163,5 |
| Ajustamento total | -95,7 | -1 131,1 | -1 226,8 |

N. Proveitos permitidos do operador da rede de transporte

N.1. Atividade de gestão global do sistema

3. A atividade de gestão global do sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN, estando muitos destes já devidamente tratados neste parecer.
4. Relativamente aos custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e custos com capital), o CT constata que esses valores resultam da manutenção do modelo de regulação do período 2018-2021 – taxa de remuneração sobre a base de ativos regulada e regulação por incentivos, do tipo *revenue cap* no OPEX – continuando os custos relacionados com obrigações do gestor de sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador, sujeitos a aprovação anual pela ERSE e aceites fora do *revenue cap*. A análise dos parâmetros a aplicar a esta atividade é realizada na parte III deste parecer.
5. Relativamente aos custos com obrigações do gestor de sistema no âmbito da operacionalização das responsabilidades decorrentes da legislação europeia, o CT constata que na proposta agora em apreço volta a haver uma limitação provisória do valor considerado para determinados custos, por insuficiência, na ótica da ERSE, de informação prestada pelo operador.
6. O CT reconhece a complexidade da articulação das obrigações europeias e exatamente por isso, recomenda uma maior e tempestiva interação entre a ERSE e o gestor de sistema prévia à elaboração das propostas para que toda a informação disponível esteja acessível e discutida, de modo a limitar estas situações.

N.2. Atividade de transporte de energia elétrica

1. No período de regulação que se inicia em 2022, a ERSE substituiu o modelo de incentivos, que se encontrava em vigor desde 2009, custos de referência no CAPEX e fatores de eficiência no OPEX acrescido do incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI) por um modelo do tipo TOTEX, extinguindo o mecanismo de custos de referência para projetos pós 2021 e substituindo a parte técnica do IREI pelo incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

A análise dos parâmetros e modelo de regulação a aplicar a esta atividade será objeto de comentários específicos na parte III deste parecer e a par desta por inerência a discussão sobre a estrutura TOTEX.



2. Investimentos

O PDIRT-E passou a ser o referencial de investimento do modelo TOTEX, sem prejuízo de se considerarem outros investimentos decorrentes de necessidades imprevisíveis. O CT constata que a ERSE, tendo por base o parecer que emitiu a 27 de agosto à proposta de PDIRT-E 2021, exclui *a priori* da base de ativos aceites os projetos que se listam abaixo em que se fazem recomendações específicas e que irão requerer uma análise mais aprofundada por parte da ERSE:

- a. Resiliência e adaptação às alterações climáticas num total de 43,1 M€ no período 2021-2025. Este montante foi agregado partindo do pressuposto de que a natureza dos mesmos é idêntica aos custos incorridos no passado associado à limpeza das faixas de combustíveis. O CT recomenda que revisitem a natureza dos custos em análise para permitir a adequada alocação dos mesmos.
 - b. Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção ligadas à rede de distribuição (26,2 M€ investimento a custo total no período 2021-2025) – A ERSE condiciona a aceitação futura dos projetos à disponibilização dos estudos referidos pelo ORT no PDIRT-E. O CT recomenda neste caso que sejam identificados os casos em discussão e se enquadrem no que for disposto para o investimento em causa em sede de PDIRT-E 2021 quando aprovado.
 - c. Outros projetos (1,2 M€) – aguardam esclarecimentos do ORT. O CT recomenda que as questões com o ORT sejam esclarecidas com celeridade para permitir um correto estabelecimento do valor de TOTEX a considerar para o período 2022/2025.
3. Foram aceites condicionalmente investimentos transferidos em 2020 e previstos transferir em 2021 que aguardam informação adicional do ORT para que os mesmos sejam aceites de forma definitiva.
 4. O CT recomendou oportunamente que fosse considerado um período alargado de preparação da informação para operacionalizar o novo modelo TOTEX.
 5. Face ao exposto, e mesmo tendo em conta o reduzido período em que foi definido o modelo que agora se vai iniciar, o CT recomenda uma maior interação entre a ERSE e o ORT antes da apresentação das propostas, de modo a evitar situações semelhantes no futuro, sendo fundamental que se clarifiquem em tempo útil as questões que ainda estejam pendentes.

N.3. Incentivo à melhoria do desempenho técnico (IMDT)

1. A proposta apresentada pela ERSE no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2022-2025” prevê a substituição do incentivo à racionalização económica do investimento (IREI) – aplicado de 2018 a 2021 – pelo incentivo à melhoria de desempenho técnico (IMDT).

O IREI consistia num incentivo que integrava a continuidade operacional do equipamento em fim de vida útil condicionado a um conjunto de indicadores de desempenho técnico da rede. O IREI deu continuidade e aperfeiçoou o anterior Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (IMEEFVU) reconhecido como um bom exemplo de mecanismo que, estando bem parametrizado, transmitia sinais corretos no sentido de se manterem elevados padrões de desempenho da rede com o menor volume de investimento possível.

2. O CT constata que o IMDT apenas mantém uma característica do antigo IREI: o incentivo a atingir níveis de desempenho de excelência. A outra componente de incentivo relativa à continuidade operacional do equipamento em fim de vida útil foi nesta proposta valorizada a zero, sem que se tenha procedido como referia a ERSE⁶¹, “a um período regulatório de transição que permitisse entre outros

⁶¹ “[Consulta Pública n.º 101](#) – Documento Justificativo – Proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário – Setor Elétrico”, pág. 110.



fatores, o planejamento e implementação de novas estratégias de investimento em sua substituição já que a adaptação a uma nova metodologia de regulação demora vários anos”.

3. A perda da componente de incentivo ao adiamento de investimento, a par das condicionantes de um novo modelo regulatório sem um período de transição adequado, conduz a uma descontinuidade de práticas de gestão de ativos e análise custo/benefício fundadas na valorização do anterior incentivo, alterando o equilíbrio atingido, com reflexo negativo na otimização de custos em prejuízo da empresa e dos consumidores.
4. O CT reconhece o incremento do valor em risco associado à aplicação do novo incentivo IMDT, que passou a ser simétrico, o anterior era positivo ou nulo em caso de incumprimento, devendo este ser corretamente parametrizado no sentido de garantir que esse risco decorre de opções do operador de rede e não de efeitos externos não controláveis.
5. Este novo incentivo inclui um novo indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação que está ainda em consolidação pelos operadores e reguladores europeus, não sendo conhecido ainda o formato final da sua contabilização.
6. Deve ser assegurado que, no indicador de qualidade de serviço para efeitos de contabilização do incentivo, traduzido pelo TIE (Tempo de Interrupção Equivalente), se mantenha a prática em vigor na sua contabilização no período cessante para efeitos do seu apuramento, ou seja, serem excluídos os eventos extraordinários por causa externa, bem como os casos de clientes monoalimentados, salvo os que, por restrições da respetiva rede, não puderam requerer alimentação redundante e a energia não fornecida resulte de ação negligente do operador de rede.
7. Face ao exposto, o CT recomenda que a transição para o novo incentivo IMDT inclua durante este novo período de regulação uma componente transitória a extinguir em 2025 para permitir uma transição adequada em vez de ter um valor nulo como atualmente é proposto.

O. Proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica

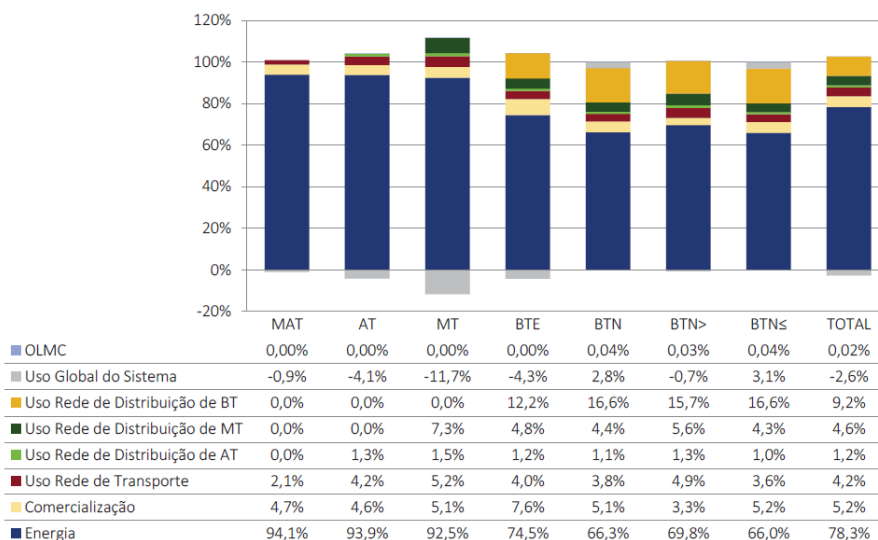
1. A regulação da atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) por parte da ERSE assenta num modelo em que são aplicadas metas de eficiência a um conjunto de custos, de modo a permitir uma gradual redução dos custos da atividade.
2. Para o período de regulação 2022-2025, a ERSE estendeu a regulação do tipo *revenue cap* ao TOTEX dos proveitos AT/MT, sendo a meta de eficiência aplicada sobre estes custos. Os custos com investimento já incorridos por parte do ORD ficam, contudo, fora da base de custos sujeita a eficiência, tanto para os proveitos AT/MT, como para os proveitos BT.
3. O TOTEX aceite, tanto nos proveitos AT/MT como nos proveitos BT, fica indexado a um conjunto de indutores de custos, entre os quais a taxa de remuneração aplicável à atividade de DEE. Para estabelecer a base de custos TOTEX AT/MT e BT, a ERSE considerou as previsões de evolução da base líquida de ativos para os quatro anos do período de regulação, apresentadas no documento de informação previsional elaborado pelo ORD, e transformou a série anual estimada num pagamento anual equivalente.
4. Os proveitos permitidos da DEE em 2022, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, são de:
 - a. 1.014M€, face a 1.024M€ na versão final dos proveitos permitidos para 2021.
 - b. 1.025M€, face a 1.006M€ nos proveitos de 2021, se os ajustamentos forem tidos em consideração.

Os proveitos permitidos vão, deste modo, ser menores comparativamente a 2021. A redução da taxa de remuneração, de 4,85% para o valor de referência de 4,3% contribui para o decréscimo dos proveitos permitidos.



5. O peso relativo da atividade de DEE nas tarifas de referência de venda a clientes finais, correspondente à soma das tarifas de uso de rede de distribuição em AT, MT e BT, reduz, neste exercício, de 16,4% para 15%, variação essa fortemente impulsionada pelo aumento do peso da tarifa de energia, que passa a valer 78,3%, quando o seu peso era de 42,2% em 2021. A estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais é ilustrada pela figura 7-31 da proposta de tarifas e preços para 2022.

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

O.1. Incentivo à integração em redes inteligentes (RSRI)

1. Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de DEE passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI).
2. Para 2022, está ainda prevista a inclusão, nos proveitos permitidos à atividade de DEE, de cerca de 5 M€, correspondentes à integração de, aproximadamente, 1 milhão de instalações no regime das redes inteligentes, no ano de 2020.

O.2. Devolução de receita da utilização de apoios BT

1. Para o novo período de regulação, a ERSE optou por retirar definitivamente os proveitos suplementares associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações da base de custos totais sujeita a metas de eficiência, passando a totalidade destes proveitos a ser diretamente devolvida aos consumidores através da parcela de "outros custos não sujeitos a eficiência" dos proveitos permitidos. Ou seja, este ajustamento é neutro para os consumidores.
2. O CT concorda com a proposta da ERSE do ajustamento da base de custos do ORD.
3. Ainda assim, o CT mantém algumas das recomendações já emitidas no parecer relativo às tarifas de 2021, nomeadamente que:
 - a. se diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.



- b. seja fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

O.3. Custos não considerados nos proveitos

1. O CT verifica que a ERSE refere que serão totalmente excluídos da base de custos aceites dos operadores os encargos com compensações e indemnizações a pagar a clientes em resultados de situações como a ocorrência de danos em equipamentos (por exemplo, decorrentes de sobretensões causadas por descargas atmosféricas incidentes sobre a rede) e condenações no âmbito de processos judiciais (por exemplo, associadas a prejuízos causados inadvertidamente, no âmbito da realização de trabalhos na rede).
2. O CT reconhece que, sem prejuízo do esforço que deve ser feito, por parte das empresas reguladas, para minimizar a ocorrência destas situações, estas não poderão ser evitadas em absoluto e são inerentes à atividade de qualquer ORD. Ou seja, embora os ORD possam e devam ser incentivados a minimizar o número de ocorrências deste tipo, existe uma quantidade mínima inerente à atividade, que não seria eficiente para o SEN, do ponto de vista económico, eliminar em absoluto. Por exemplo, não seria económico dimensionar as redes de forma a eliminar completamente o impacto de grandes perturbações atmosféricas, o que implica assumir que, numa operação eficiente, existe um nível mínimo de danos e indemnizações não evitáveis.
3. Neste contexto, o CT recomenda que, sobre esta matéria, a ERSE adote uma posição de compromisso razoável, entre reconhecer que existe um nível mínimo eficiente deste tipo de situações e garantir que o ORD é efetivamente incentivado a minimizar a sua ocorrência, quando eficiente. Concretamente, em linha com o tratamento dado a outros tipos de custos, o CT recomenda que seja definido pela ERSE um patamar eficiente para este tipo de encargos (por exemplo, incorporando na base de custos aceites 50% dos custos deste tipo registados nos anos que servem de referência para a sua fixação). Deste modo, garante-se que, em termos incrementais, o risco associado à ocorrência destas situações permanece integralmente do lado do ORD, garantindo-se um adequado alinhamento de incentivos.

P. Atividade de comercializador de último recurso

1. O modelo de regulação aplicável às várias atividades desempenhadas pelo CUR no período de regulação que se inicia em 2022 ficou definido na recente reformulação do RT, discutida no âmbito da consulta pública n.º 101, procedendo-se na proposta tarifária em apreciação à parametrização do *price cap* estabelecido ao nível dos custos de exploração da atividade de comercialização.
2. A esse respeito o CT constata que a base de custos sujeita a metas de eficiência totaliza 17,8 M€ em 2022, o que representa uma diminuição de cerca de 15% face ao valor considerado nas Tarifas para 2021. Nos anos seguintes, para além do número de consumidores, esta base de custos inicial deverá evoluir de acordo com a taxa de inflação e a meta de eficiência, estabelecida pela ERSE em 0,75%, suportada na análise dos custos de referência do CUR, examinada, por sua vez, no ponto III.7. deste parecer.
3. O CT nota, ainda, que a ERSE não está a prever qualquer montante na componente de custos não controláveis do proveito permitido da comercialização, apesar do previsível acréscimo de custos do CUR com o fornecimento supletivo aos clientes das carteiras dos comercializadores em dificuldades que decidam, voluntariamente, suspender a sua atividade, nos termos estabelecidos no Regulamento n.º [11/2021](#), de 15 de outubro.
4. O fornecimento supletivo preventivo, de dimensão difícil de antecipar, impacta a operativa comercial do CUR, acarretando custos superiores de serviço ao cliente (designadamente, com faturação e cobrança, atendimento telefónico, pedidos de informação, tratamento de reclamações), devendo, no entendimento do CT, acautelar-se o reconhecimento desses custos no proveito permitido da comercialização.



Q. Proveitos das empresas reguladas das RA

Q.1. Enquadramento

1. As empresas das Regiões Autónomas, EEM e EDA, desenvolvem atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica.
2. Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas às atividades das empresas reguladas das RA nos períodos de regulação anteriores, a ERSE decidiu mantê-las, consolidando-as, para o novo período de regulação 2022-2025.
3. Em traços gerais, as metodologias de regulação das atividades de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (AGS), de distribuição de energia elétrica (DEE) e de comercialização de energia elétrica (CEE) das RA assentam ao nível do OPEX numa regulação por incentivos (enquadrável numa regulação do tipo *revenue cap* ou *price cap*), em que são aplicadas metas de eficiência a um conjunto de custos controláveis, de modo a permitir uma gradual redução dos custos das atividades e ao nível do CAPEX é aplicado um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.
4. Adicionalmente, fazem também parte dos proveitos permitidos destas atividades, um conjunto de custos que atenta a sua natureza, são aceites fora do âmbito das bases de custos sujeitas a metas de eficiência, seguindo, cada um deles, abordagens específicas.
5. A título de exemplo, no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, em conformidade com o Regulamento Tarifário em vigor aplica-se uma metodologia de custos de referência para as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento, que terão novos parâmetros a partir de 2022, os quais, serão objeto de comentários específicos na parte III do presente parecer.

Q.2. Proveitos Permitidos das RA em 2022

1. Os proveitos permitidos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, ascendem a:
 - a. 391 M€, face a 350 M€ nos proveitos permitidos de 2021 (+11%).
 - b. 406 M€, face a 339 M€ nos proveitos permitidos de 2021, se os ajustamentos não forem tidos em consideração (+20%).
2. Conforme explicitado pela ERSE na Proposta de Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico, estas variações resultam essencialmente do aumento do nível de proveitos das atividades da AGS das RA, particularmente em resultado do acréscimo dos custos previstos com combustíveis, aquisição de energia a produtores independentes (no caso da RAM) e custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂.
3. O CT regista, que este previsional acréscimo de custos, está diretamente relacionado com a evolução das cotações esperadas nos mercados internacionais do Brent e das licenças de emissão de CO₂, que constituem fatores não controláveis pelas empresas regionais.

R. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD bt)

1. O CT tem alertado, em diversos dos seus pareceres, para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT. Este deverá abordar, nomeadamente, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de atividades, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.
2. Na resposta da ERSE a essa recomendação do CT, renovada no seu parecer à proposta de tarifas e Preços para 2021, a ERSE referiu ter previsto, para 2021, a publicação de um regulamento para a atividade dos ORDbt, regulamento este que ainda não foi publicado.



3. No contexto da atual crise energética, afigura-se inquestionável que um quadro regulatório específico para a atividade destes agentes do SEN facilitaria a determinação dos proveitos permitidos a recuperara por estas entidades.
4. O CT entende que a publicação de uma tarifa a aplicar pelos CUR que atuam exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo, não dá garantias de uma correta separação contabilística das funções, observada a não aditividade da tarifa. No caso específico dos ORDbt, não permite avaliar a margem operacional da função de comercialização.
5. **Operador logístico de mudança de comercializador (OLMC)**
 1. O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC de eletricidade e gás natural, veio estabelecer que a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural.
 2. A legislação determina que a atividade de OLMC é exercida por uma única entidade comum ao SEN e ao SNG. De acordo com o disposto no artigo 5.º deste diploma, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade [vd. Art.º 6.º, n.º 1, alínea c)]. O citado diploma legal determina, ainda, que o financiamento do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.
 3. A ADENE começou a desenvolver em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás natural.
 4. Para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com a atividade de OLMC, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Esta metodologia foi adaptada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final de 2021. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020.
 5. O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 113.º do RT em vigor e o ajustamento de 2020, foi calculado com as expressões constantes do artigo 90.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio. Os cálculos encontram-se no quadro abaixo, fonte ERSE:

Quadro 4-32 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de
Comercializador

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | | |
|--|--|------------------------------|--------|-----------------|-----------------|
| | | Tarifas 2020 | 2020 | Tarifas 2021 | Tarifas 2022 |
| A | Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t | 1 215 | 1 215 | 1 243 | 1 258 |
| B | Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C | Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMC para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2 | 18 | 18 | 18 | -51 |
| D = A - B - C | Proveitos da atividade de OLMC | 1 198 | 1 198 | 1 225 | 1 309 |
| E | Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes | | 1 147 | | |
| F = E - D | Desvio do ano | | -50 | | |
| i _{t-1} | taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-1} + spread | | 0,009% | | |
| i _{t-2} | taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-2} + spread | | 0,194% | | |
| G=F * (1+i _{t-2})(1+i _{t-1}) | Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos | | -51 | | |

Fonte: ERSE, Proposta de proveitos e ajustamentos para 2022

6. Consta-se assim, que, não tendo a ADENE recuperado em 2020 os proveitos permitidos previstos em 2019, o ajustamento de 2020 constante das tarifas de 2022 contempla um montante de 0,051 milhões de euros a receber pela ADENE.

T. Diversos**T.1 Gestão de riscos e garantias no SEN**

1. Em 30 de março de 2021, a ERSE aprovou a Diretiva n.º 7/2021, que define a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo gestor integrado de garantias (GIG), função que se encontra atribuída à entidade OMIP, S.A.
2. De acordo com o disposto nesta diretiva, mais concretamente no artigo 16.º, os operadores de rede e das infraestruturas, o gestor global do SEN e o gestor técnico global do SNG, devem, com periodicidade diária, prestar a informação discriminada das responsabilidades de cada agente de mercado no âmbito dos contratos de uso das redes ou das infraestruturas e/ou de adesão ao mercado de serviços de sistema no SEN ou de adesão à gestão técnica global no SNG, por forma a apurar o respetivo nível de suficiência de garantias prestadas e a fazer acionar os mecanismos previstos em caso de incumprimento (e.g., inibição de constituição de novos clientes ou execução de garantias).
3. De acordo com este regime jurídico, uma vez aprovados pela ERSE para cada ano em base previsional, os custos da atividade do GIG são por este faturados aos operadores de rede e ao GGS com periodicidade mensal e no formato definido pela ERSE, sendo os custos eficientes de operação da gestão integrada de garantias suportados pelo ORD e pelo GGS, na proporção das responsabilidades geridas e referentes a cada um no valor global de responsabilidades geridas pelo GIG no ano anterior à repercussão de tais custos.
4. O CT regista que, à semelhança da proposta de Tarifas e Preços da energia em 2021, também nesta proposta tarifária não há referência à inclusão destes encargos nos proveitos dos operadores para 2022.
5. Neste contexto, o CT considera que se torna importante clarificar de que forma é que os pagamentos efetuados pelos operadores ao GIG, nos termos da Diretiva n.º 7/2021, são tratados ao nível da definição dos respetivos proveitos, reiterando a sua anterior recomendação de que, na repercussão



destes custos nos proveitos permitidos destas entidades, estes sejam enquadrados como repasse tarifário no respetivo modelo de regulação económica.

6. Adicionalmente, o CT dá nota de que a transferência de atividade dos operadores para o GIG pode não se traduzir, necessariamente, numa integral transferência dos custos que estas atividades representavam quando se encontravam internalizadas nos operadores, até porque algumas das atividades permanecerão na esfera dos operadores (e.g., preparação de informação para reporte ao GIG).
7. Neste contexto, o CT regista, com estranheza, que a ERSE refira desconhecer os efeitos, sobre a estrutura de custos do ORD, da transferência de atividades para o GIG, entendendo que é crucial, por uma questão de transparência para todo o sistema, que a ERSE desenvolva os esforços necessários para levantar e avaliar estes impactos de forma a assegurar que os custos das atividades desenvolvidas pelos operadores são devidamente considerados na definição dos respetivos proveitos.

T.2. Preço dos outros serviços

T.2.1. – Alterações aprovadas

O conjunto de serviços ocasionais prestados pelos operadores sofrem regularmente ajustes para melhor aderência aos valores reais destacando-se, em síntese, os seguintes ajustamentos na proposta de tarifas e preços para 2022:

– Em Portugal continental

- Aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária, exceto nos dias úteis entre as 08:00 e as 17:00, em que esse aumento é de 2,3%, em BTN.
- Aumentos compreendidos entre 1,1% e 5,0% dos serviços de interrupção e restabelecimento, nos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BT.
- Aumento de 2,2% pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.
- Aumento de 1,8% pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

– Nas regiões autónomas

- Aumento de 1,6% dos preços dos serviços prestados pelos operadores nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em linha com a proposta submetida pelas empresas, e em conformidade com o critério adotado pela ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2022).
- Aumento de 1,6% dos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimentos nas regiões autónomas.

T.2.2. – Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão

De acordo com a proposta em análise são propostos pela ERSE os seguintes preços a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2022:

- Em Portugal continental, pela aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do Quadro 6-36 e traduzem uma redução de 5,6% e 14,1%, respetivamente, para contagem monofásica e trifásica, face aos que vigoram em 2021.



Quadro 6-36 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão em Portugal continental para 2022

| Unidade: EUR | | |
|--------------|---|--------|
| Cliente | Serviço | Preços |
| BTN | Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes: | |
| | Contagem trifásica | 99,06 |
| | Contagem monofásica | 75,49 |

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pela aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, como enquadrados pelos artigos 25.º e 30.º do RAC, são os constantes do quadro 6-37.

Quadro 6-37 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão na RAA e na RAM para 2022

| Unidade: EUR | | |
|--------------|---|--------|
| Cliente | Serviço | Preços |
| BTN | Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes: | |
| | Contagem trifásica | 117,24 |
| | Contagem monofásica | 81,27 |

Aos valores indicados no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2022

T.2.3. – Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

A ERSE aceitou as propostas das empresas reguladas:

- Portugal continental:** a E-REDES propõe atualizar o preço de 2021 num acréscimo de 1,8%, o que reflete o custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga = 30,32€.
- Regiões Autónomas:** a EEM propõe aplicar o deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2021*, no valor de 1,6%, = 30,47€. Este valor foi estendido à EDA.

U. Qualidade de serviço técnica

- A qualidade de serviço constitui uma componente muito importante do processo regulatório e assume um papel determinante para a competitividade das empresas e na avaliação feita pelos clientes ao serviço de fornecimento de energia elétrica que lhes é prestado.
- O CT entende, por isso, que as propostas de tarifas e preços de energia elétrica e os planos de desenvolvimento e investimento para o setor elétrico devem refletir e concorrer objetivamente para o cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).
- O CT assinala positivamente a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico (abrangendo os temas da continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica),



referente ao ano de 2020, que avalia a qualidade do fornecimento de energia elétrica percebida pelos clientes e o desempenho dos operadores de redes dos vários níveis de tensão.

- O CT regista o cumprimento generalizado por parte das empresas reguladas, em 2020, dos padrões associados aos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, tendo-se registado, aliás, em alguns casos, uma melhoria dos indicadores gerais de continuidade de serviço relativos ao ano 2020, comparativamente aos valores verificados em 2019.
- O CT reconhece os esforços desenvolvidos pelos ORT e ORD com vista à melhoria contínua da qualidade de serviço e recomenda à ERSE que continue a valorizar esta componente do sistema regulatório que assume importância fundamental num mercado cada vez mais concorrencial.
- O bom desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço, a par do trabalho desenvolvido neste domínio pela ERSE, contribui para a afirmação e dignificação do modelo de regulação nacional do setor elétrico, aspeto que o CT valoriza.

V. Análise do Impacte das Decisões Tarifárias

V.1. Receitas a Recuperar nas Tarifas do Setor Elétrico

V.1.1 Portugal Continental

- O quadro seguinte apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas em Portugal continental, por entidade. Apresenta-se o valor total das receitas a recuperar através das tarifas aplicadas aos clientes finais, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor elétrico líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 7-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Portugal continental

| Receitas | Receitas, por entidade | | | |
|--|------------------------|--------------|----------------|----------------|
| | OLMC | ORT | ORD | CUR |
| Tarifas por atividade | | | | |
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 1 360 | | 1 360 | 165 |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte | 286 265 | 279 640 | 286 265 | 12 971 |
| Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I | 57 820 | 57 820 | 57 820 | 2 571 |
| Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II | -239 323 | 87 022 | -239 323 | 6 356 |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição | 1 025 013 | | 1 025 013 | 82 047 |
| Tarifa de Energia | 239 763 | | | 239 763 |
| Tarifa de Comercialização | 20 945 | | | 20 945 |
| Sub-total | 1 391 843 | 1 309 | 424 483 | 364 817 |
| Outros valores | | | | |
| Desconto social | -115 135 | | -115 135 | -9 668 |
| Sobreprojeito das tarifas transitórias | 195 | | | 195 |
| Sub-total | -114 940 | 0 | 0 | -9 472 |
| TOTAL | 1 276 903 | 1 309 | 424 483 | 355 345 |

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

- O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico em Portugal continental, na ótica do cliente final, encontra-se apresentado na primeira coluna do quadro 7-1.
- A tarifa de UGS subdivide-se na parcela I e na parcela II. A tarifa de URT inclui a tarifa de uso da rede de transporte em MAT para os clientes ligados em MAT e a tarifa de uso da rede de transporte em MAT para os clientes ligados em AT para os restantes clientes.
- A tarifa de uso da rede de distribuição inclui a tarifa de uso da rede de distribuição em AT, a tarifa de uso da rede de distribuição em MT e a tarifa de uso da rede de distribuição em BT.



V.1.2 Regiões Autônomas

O CT constata que as receitas a recuperar nas RA nas Tarifas de 2022 ascendem a 246 604 milhares de euros, das quais 117 802 milhares de euros na RAA e 128 801 milhares de euros na RAM, e que resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais.

Quadro 7-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas em 2022, Regiões Autônomas

| Tarifas por atividade | Unidade: milhares de euros | | |
|--|----------------------------|----------------------|----------------|
| | Receitas Total | Receitas, por região | |
| | | RAA | RAM |
| Tarifas por atividade | | | |
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 61 | 28 | 33 |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte | 10 646 | 5 240 | 5 406 |
| Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I | 2 009 | 969 | 1 039 |
| Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II | -8 346 | -4 575 | -3 770 |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição | 46 441 | 21 532 | 24 909 |
| Tarifa de Energia | 188 477 | 90 911 | 97 566 |
| Tarifa de Comercialização | 13 413 | 6 490 | 6 923 |
| Sub-total | 252 701 | 120 595 | 132 106 |
| Outros valores | | | |
| Desconto social | -6 097 | -2 792 | -3 305 |
| Sub-total | -6 097 | -2 792 | -3 305 |
| TOTAL | 246 604 | 117 802 | 128 801 |

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

V.2. Tarifas por atividade

V.2.1. Evolução do preço médio entre 2021 e 2022

1. A figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado.

Nela pode verificar-se que a tarifa UGS apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022, com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022.

Este valor negativo é justificado por valores negativos do sobrecusto CAE e dos sobrecustos da PRE repercutidos em 2022, incluindo o sobrecusto da PRE renovável, mitigado pelas receitas obtidas com transferências oriundas da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e do produto da CESE, assim como dos saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Em sentido contrário, a tarifa de operação logística de mudança de comercializador, a tarifa de uso da rede de transporte em AT, a tarifa de uso da rede de distribuição em AT e a tarifa de uso da rede de distribuição em MT apresentam um acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022 que se justifica, pela variação tarifária positiva.

No que se refere à tarifa de uso da rede de transporte em MAT e à tarifa de uso da rede de distribuição em BT, assiste-se a uma redução no preço médio justificado pelo decréscimo da variação tarifária entre 2021 e 2022.



Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

| Tarifa | Preço médio 2021 | Preço médio 2022 | Variação preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|--|--|--|----------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh | 14,6% | 12,5% | 1,8% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 0,0442 €/kWh Receitas: 2 013 356 mil € Quantidades: 45 599 GWh | -0,0040 €/kWh Receitas: -181 503 mil € Quantidades: 45 515 GWh | -109,0% | -109,0% | 0,5% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT | 0,0028 €/kWh Receitas: 6 793 mil € Quantidades: 2 436 GWh | 0,0024 €/kWh Receitas: 5 949 mil € Quantidades: 2 468 GWh | -13,6% | -8,0% | -6,1% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT | 0,0058 €/kWh Receitas: 252 183 mil € Quantidades: 43 162 GWh | 0,0065 €/kWh Receitas: 280 316 mil € Quantidades: 43 047 GWh | 11,5% | 12,0% | -0,5% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT | 0,0016 €/kWh Receitas: 69 669 mil € Quantidades: 43 162 GWh | 0,0019 €/kWh Receitas: 80 300 mil € Quantidades: 43 047 GWh | 15,6% | 15,4% | 0,2% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT | 0,0073 €/kWh Receitas: 264 870 mil € Quantidades: 36 128 GWh | 0,0087 €/kWh Receitas: 313 844 mil € Quantidades: 36 154 GWh | 18,4% | 17,2% | 1,0% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT | 0,0312 €/kWh Receitas: 671 561 mil € Quantidades: 21 506 GWh | 0,0297 €/kWh Receitas: 630 869 mil € Quantidades: 21 247 GWh | -4,9% | -6,7% | 1,9% |

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

2. A figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e para a tarifa de comercialização, as quais são suportadas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado.

No caso da tarifa de energia assiste-se a um acréscimo significativo de +96,8% do seu preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (+96,5%). No caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +9,2% no preço médio entre 2021 e 2022, explicado por uma variação tarifária de +7,6% e por um efeito consumo de +1,5%.

A tarifa de energia observa um acréscimo significativo devido uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade, com valores que, de forma simplificada, são mais de três vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e nos anos precedentes.

**Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização**

| Tarifa | Preço médio 2021 | Preço médio 2022 | Variação preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|---------------------------|--|--|----------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de Energia | 0,0631 €/kWh Receitas: 135 148 mil € Quantidades: 2 141 GWh | 0,1242 €/kWh Receitas: 239 763 mil € Quantidades: 1 930 GWh | 96,8% | 96,5% | 0,1% |
| Tarifa de Comercialização | 0,0099 €/kWh Receitas: 21 264 mil € Quantidades: 2 141 GWh | 0,0109 €/kWh Receitas: 20 945 mil € Quantidades: 1 930 GWh | 9,2% | 7,6% | 1,5% |

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de energia o preço médio de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais de julho e outubro de 2021.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

V.2.2. Evolução entre 2002 e 2022

1. O quadro 7-3 abaixo apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 a 2021.
2. As tarifas de uso da rede de distribuição em MT e em BT apresentam em 2022 um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.
3. A tarifa de UGS observou uma tendência de crescimento desde 2002 até 2021, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral (CIEG). Note-se que estes custos de interesse económico geral cresceram até 2021 em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores e os CMEC).
4. Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período máximo de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2013, 2019 e agora em 2022, devido a uma redução dos CIEG, que assumem um valor negativo em 2022, gerando uma tarifa de UGS negativa.
5. A tarifa de energia observa um acréscimo significativo devido uma subida de preços sem precedentes no mercado grossista de eletricidade, com valores que, de forma simplificada, são mais de três vezes superiores aos que se registavam no início de 2021 e nos anos precedentes.
6. Note-se que não existe hoje previsão razoavelmente segura da duração e da inevitável descida da atual pressão altista.

**Quadro 7-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)**

| Preço médio (ano 2002 = 100) | | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---------------------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Energia | real | 100 | 96 | 101 | 103 | 97 | 96 | 86 | 123 | 86 | 81 | 103 | 104 | 101 | 99 | 89 | 83 | 86 | 103 | 91 | 77 | 151 |
| | nominal | 100 | 100 | 107 | 113 | 110 | 111 | 104 | 148 | 104 | 97 | 123 | 127 | 125 | 125 | 113 | 107 | 114 | 138 | 125 | 107 | 210 |
| OLMC | real | | | | | | | | | | | | | | | | | 100 | 101 | 102 | 109 | 103 |
| | nominal | | | | | | | | | | | | | | | | | 100 | 100 | 99 | 92 | 103 |
| Uso da Rede Transporte | real | 100 | 99 | 109 | 104 | 101 | 113 | 144 | 144 | 186 | 178 | 172 | 206 | 229 | 172 | 162 | 192 | 172 | 150 | 139 | 149 | 159 |
| | nominal | 100 | 96 | 109 | 114 | 114 | 131 | 170 | 173 | 223 | 214 | 205 | 251 | 274 | 216 | 207 | 249 | 227 | 201 | 192 | 198 | 221 |
| Uso da Rede Distribuição AT | real | 100 | 97 | 77 | 70 | 78 | 72 | 148 | 161 | 181 | 142 | 157 | 184 | 185 | 151 | 148 | 136 | 129 | 117 | 108 | 104 | 120 |
| | nominal | 100 | 101 | 82 | 76 | 88 | 84 | 175 | 193 | 194 | 170 | 188 | 200 | 203 | 190 | 189 | 203 | 163 | 157 | 141 | 144 | 167 |
| Uso da Rede Distribuição MT | real | 100 | 96 | 91 | 84 | 89 | 91 | 94 | 98 | 98 | 85 | 95 | 100 | 99 | 87 | 85 | 91 | 72 | 67 | 58 | 59 | 69 |
| | nominal | 100 | 99 | 97 | 92 | 101 | 106 | 111 | 117 | 118 | 102 | 114 | 123 | 122 | 109 | 109 | 118 | 95 | 91 | 79 | 81 | 95 |
| Uso da Rede Distribuição BT | real | 100 | 95 | 93 | 88 | 87 | 92 | 98 | 89 | 99 | 91 | 92 | 96 | 95 | 91 | 96 | 90 | 82 | 79 | 76 | 76 | 71 |
| | nominal | 100 | 98 | 98 | 97 | 99 | 106 | 115 | 107 | 119 | 110 | 111 | 118 | 117 | 115 | 122 | 117 | 108 | 106 | 104 | 105 | 98 |
| Uso Global do Sistema | real | 100 | 131 | 138 | 192 | 222 | 268 | 436 | 49 | 473 | 676 | 654 | 638 | 709 | 842 | 904 | 936 | 926 | 726 | 751 | 791 | -71 |
| | nominal | 100 | 135 | 146 | 210 | 251 | 312 | 515 | 58 | 569 | 811 | 782 | 780 | 873 | 1058 | 1155 | 1214 | 1223 | 975 | 1033 | 1097 | -99 |
| Comercialização em MAT, AT e MT | real | 100 | 285 | 436 | 334 | 267 | 238 | 71 | 219 | 126 | 133 | 141 | 146 | 141 | 449 | 448 | 439 | 181 | 373 | 253 | 10 | |
| | nominal | 100 | 295 | 462 | 365 | 301 | 276 | 84 | 262 | 152 | 160 | 169 | 178 | 173 | 564 | 573 | 569 | 239 | 502 | 348 | 14 | |
| Comercialização BTE | real | 100 | 165 | 254 | 240 | 194 | 195 | 84 | 107 | 68 | 68 | 72 | 79 | 76 | 103 | 452 | 452 | 44 | 46 | 190 | 231 | 1628 |
| | nominal | 100 | 171 | 269 | 263 | 219 | 227 | 99 | 128 | 83 | 82 | 86 | 96 | 94 | 129 | 578 | 587 | 58 | 61 | 262 | 320 | 2257 |
| Comercialização BTN | real | 100 | 139 | 106 | 87 | 78 | 97 | 107 | 124 | 124 | 106 | 99 | 98 | 98 | 100 | 112 | 110 | 144 | 162 | 177 | 183 | 186 |
| | nominal | 100 | 144 | 112 | 95 | 88 | 113 | 127 | 149 | 149 | 128 | 118 | 120 | 120 | 126 | 143 | 143 | 190 | 218 | 243 | 253 | 260 |

Nota: A tarifa OLMC foi introduzida em 2018. Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

7. O quadro 7-4 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021.

Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação

| Variação anual média | | 2002 - 2005 | 2006 - 2008 | 2009 - 2011 | 2012 - 2014 | 2015 - 2017 | 2018 - 2021 | 2022* |
|---------------------------------|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------|
| Energia | real | 1,0% | -5,1% | -2,7% | 7,6% | -6,5% | -1,8% | 96,5% |
| | nominal | 4,0% | -2,6% | -2,2% | 8,5% | -4,8% | -0,1% | 96,5% |
| OLMC | real | | | | | | 0,7% | 0,0% |
| | nominal | | | | | | -2,1% | 12,5% |
| Uso Rede Transporte | real | 1,4% | 11,4% | 7,4% | 7,7% | -4,9% | -7,1% | 11,5% |
| | nominal | 4,5% | 14,3% | 7,9% | 8,6% | -3,2% | -5,5% | 11,5% |
| Uso Rede Distribuição AT | real | -11,4% | 28,6% | -1,4% | 5,2% | -1,9% | -9,6% | 15,4% |
| | nominal | -8,7% | 32,0% | -0,9% | 6,1% | -0,1% | -8,1% | 15,4% |
| Uso Rede Distribuição MT | real | -5,5% | 3,6% | -3,2% | 5,2% | -2,8% | -10,3% | 17,2% |
| | nominal | -2,7% | 6,3% | -2,7% | 6,1% | -1,1% | -8,8% | 17,2% |
| Uso Rede Distribuição BT | real | -4,0% | 3,3% | -2,2% | 1,2% | -1,6% | -4,3% | -6,7% |
| | nominal | -1,1% | 6,0% | -1,7% | 2,1% | 0,1% | -2,7% | -6,7% |
| Uso Global do Sistema | real | 24,2% | 31,5% | 15,8% | 1,6% | 9,7% | -4,1% | -109,0% |
| | nominal | 28,0% | 34,9% | 16,3% | 2,5% | 11,6% | -2,5% | -109,0% |
| Comercialização em MAT, AT e MT | real | 49,4% | -40,2% | 23,1% | 1,9% | 46,1% | -60,7% | |
| | nominal | 54,0% | -38,7% | 23,7% | 2,8% | 48,7% | -60,1% | |
| Comercialização em BTE | real | 34,0% | -29,7% | -6,5% | 3,6% | 81,2% | -15,5% | 605,5% |
| | nominal | 38,1% | -27,8% | -6,0% | 4,5% | 84,4% | -14,1% | 605,5% |
| Comercialização em BTN | real | -4,5% | 7,1% | -0,2% | -2,8% | 4,0% | 13,6% | 2,6% |
| | nominal | -1,6% | 9,9% | 0,3% | -1,9% | 5,8% | 15,5% | 2,6% |

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 e de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesses anos

* A última coluna representa o primeiro ano do período de regulação que agora se inicia.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022



V.3. Tarifa de acesso às redes

V.3.1. Evolução do preço médio entre 2021 e 2022

1. Nesta secção é apresentada a evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes pagas pelos clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.
2. A figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de acesso às redes. O decréscimo significativo de -65,4% no preço médio da tarifa de acesso às redes, entre 2021 e 2022, é impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -65,6%. Esta diminuição justifica-se pelo decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 7.2.1) decorrente da redução dos CIEG.

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

| Tarifa | Preço médio 2021 | Preço médio 2022 | Variação preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|---------------------------|--|--|----------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de Acesso às Redes | 0,0719 €/kWh Receitas: 3 279 622 mil € Quantidades: 45 599 GWh | 0,0249 €/kWh Receitas: 1 131 136 mil € Quantidades: 45 515 GWh | -65,4% | -65,6% | 0,5% |

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

3. O quadro 7-6 resume as variações anuais médias para os vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021.

Quadro 7-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação

| Variação anual média | | 1999 - 2001 | 2002 - 2005 | 2006 - 2008 | 2009 - 2011 | 2012 - 2014 | 2015 - 2017 | 2018-2021 | 2022* |
|----------------------|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------|--------|
| MAT | real | -8,9% | 35,6% | 9,2% | -1,0% | 11,2% | 3,9% | -5,1% | -94,1% |
| | nominal | -5,6% | 40,1% | 12,1% | -0,5% | 12,2% | 5,7% | -3,5% | -94,0% |
| AT | real | -9,4% | 25,7% | 10,9% | 4,2% | 10,9% | 3,9% | -5,1% | -94,1% |
| | nominal | -6,1% | 29,8% | 13,8% | 4,7% | 11,8% | 5,7% | -3,5% | -94,0% |
| MT | real | -8,0% | 13,6% | 6,3% | 5,2% | 6,4% | 3,9% | -5,1% | -94,1% |
| | nominal | -4,7% | 17,4% | 9,1% | 5,7% | 7,3% | 5,7% | -3,5% | -94,0% |
| BTE | real | - | - | 8,9% | 2,9% | 8,9% | 4,7% | -2,6% | -66,2% |
| | nominal | - | - | 11,9% | 4,2% | 10,0% | 5,7% | -2,1% | -65,6% |
| BTN | real | - | - | - | 6,6% | 0,1% | 4,8% | -4,3% | -52,9% |
| | nominal | - | - | - | 8,0% | 1,1% | 5,7% | -3,8% | -52,2% |

* A última coluna representa o primeiro ano do período regulatório que agora se inicia. Para os níveis de tensão MAT, AT e MT está a ser utilizado o IPIB e para BT está a ser utilizado o IHPC.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022



4. Analisando agora por nível de tensão e com discriminação de componentes, verificam-se as seguintes variações percentuais:

| BTN > 20,7 | | | | | | |
|-----------------------|-------|--------|--------|--------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia (EUR/kW.dia) | 27,6 | 1,3384 | 1,2677 | 0,7205 | -43,2% | -46,2% |
| | 34,5 | 1,673 | 1,5847 | 0,9006 | -43,2% | -46,2% |
| | 41,4 | 2,0076 | 1,9016 | 1,0807 | -43,2% | -46,2% |
| Energia | Ponta | 0,1761 | 0,1987 | 0,1154 | -41,9% | -34,5% |
| | Cheia | 0,0721 | 0,0718 | 0,0238 | -66,9% | -67,0% |
| | Vazio | 0,0386 | 0,0198 | 0,0085 | -57,1% | -78,0% |

| BTN < 20,7 | | | | | | |
|-----------------------|-----------------|--------|--------|--------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia (EUR/kW.dia) | 1,15 | 0,0558 | 0,0529 | 0,03 | -43,3% | -46,2% |
| | 2,3 | 0,1115 | 0,1055 | 0,06 | -43,1% | -46,2% |
| | 3,45 | 0,1673 | 0,1585 | 0,0901 | -43,2% | -46,1% |
| | 4,6 | 0,2231 | 0,2114 | 0,1201 | -43,2% | -46,2% |
| | 5,75 | 0,2788 | 0,2640 | 0,1501 | -43,1% | -46,2% |
| | 6,9 | 0,3346 | 0,3169 | 0,1801 | -43,2% | -46,2% |
| | 10,35 | 0,5019 | 0,4754 | 0,2702 | -43,2% | -46,2% |
| | 13,8 | 0,6692 | 0,6339 | 0,3602 | -43,2% | -46,2% |
| | 17,25 | 0,8365 | 0,7923 | 0,4503 | -43,2% | -46,2% |
| | 20,7 | 1,0038 | 0,9508 | 0,5404 | -43,2% | -46,2% |
| Energia | simples | 0,0697 | 0,0786 | 0,0345 | -56,1% | -50,5% |
| | vazio | 0,0892 | 0,1080 | 0,046 | -57,4% | -48,4% |
| | bi vazio <20,7 | 0,0386 | 0,0327 | 0,0116 | -64,5% | -69,9% |
| | tri Ponta <20,7 | 0,1701 | 0,1993 | 0,1247 | -37,4% | -26,7% |
| | tri Cheia <20,7 | 0,0661 | 0,0811 | 0,0254 | -68,7% | -61,6% |
| | tri Vazio <20,7 | 0,0386 | 0,0327 | 0,0117 | -64,3% | -69,7% |

| MT | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------------|--------|--------|---------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia) | | 0,2342 | 0,1791 | 0,2097 | 17,1% | -10,5% |
| | Potencia contratada (EUR/kW.dia) | 0,0424 | 0,0341 | 0,0156 | -54,3% | -63,2% |
| | Ponta | 0,0209 | 0,055 | -0,0755 | -237,3% | -461,2% |
| Energia I, IV | Cheia | 0,0197 | 0,0397 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | Vazio | 0,0163 | 0,0143 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | S. Vazio | 0,016 | 0,0136 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Energia II, III | Ponta | 0,0209 | 0,0548 | | -100,0% | |
| | Cheia | 0,0195 | 0,0394 | | -100,0% | |
| | Vazio | 0,0163 | 0,0142 | | -100,0% | |
| S. Vazio | 0,016 | 0,0137 | | -100,0% | | |

| BTE | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------------|--------|-------|---------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia) | | 0,543 | 0,433 | 0,4592 | 6,1% | -15,4% |
| | Potencia contratada (EUR/kW.dia) | 0,0485 | 0,046 | 0,0197 | -57,0% | -59,4% |
| | Ponta | 0,0243 | 0,091 | -0,013 | -114,6% | -154,7% |
| Energia I, IV | Cheia | 0,022 | 0,06 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | Vazio | 0,0174 | 0,021 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | S. Vazio | 0,0161 | 0,019 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Energia II, III | Ponta | 0,0243 | 0,091 | | -100,0% | |
| | Cheia | 0,022 | 0,06 | | -100,0% | |
| | Vazio | 0,0174 | 0,021 | | -100,0% | |
| S. Vazio | 0,0161 | 0,019 | | -100,0% | | |

| AT | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------------|--------|--------|---------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia) | | 0,1235 | 0,1036 | 0,1176 | 13,5% | -4,8% |
| | Potencia contratada (EUR/kW.dia) | 0,0266 | 0,0239 | 0,0006 | -97,5% | -97,7% |
| | Ponta | 0,0143 | 0,0377 | -0,0295 | -178,2% | -306,3% |
| Energia I, IV | Cheia | 0,0134 | 0,0259 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | Vazio | 0,0111 | 0,0139 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | S. Vazio | 0,0111 | 0,0137 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Energia II, III | Ponta | 0,0143 | 0,0375 | | -100,0% | |
| | Cheia | 0,0134 | 0,0259 | | -100,0% | |
| | Vazio | 0,0111 | 0,0139 | | -100,0% | |
| S. Vazio | 0,0111 | 0,0137 | | -100,0% | | |

| MAT | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------------|--------|--------|---------|----------------------|-----------|
| Anos | | 2011 | 2021 | 2022 | Variação % acumulada | |
| | | | | | 2021/2022 | 2011-2022 |
| Potencia Hora Ponta (EUR/kW.dia) | | 0,0461 | 0,0455 | 0,052 | 14,3% | 12,8% |
| | Potencia contratada (EUR/kW.dia) | 0,0296 | 0,026 | 0,0025 | -90,4% | -91,6% |
| | Ponta | 0,0117 | 0,0291 | -0,0048 | -116,5% | -141,0% |
| Energia I, IV | Cheia | 0,011 | 0,0219 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | Vazio | 0,0091 | 0,013 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| | S. Vazio | 0,0091 | 0,013 | 0 | -100,0% | -100,0% |
| Energia II, III | Ponta | 0,0117 | 0,029 | | -100,0% | |
| | Cheia | 0,011 | 0,0219 | | -100,0% | |
| | Vazio | 0,0091 | 0,013 | | -100,0% | |
| S. Vazio | 0,0091 | 0,013 | | -100,0% | | |

Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE

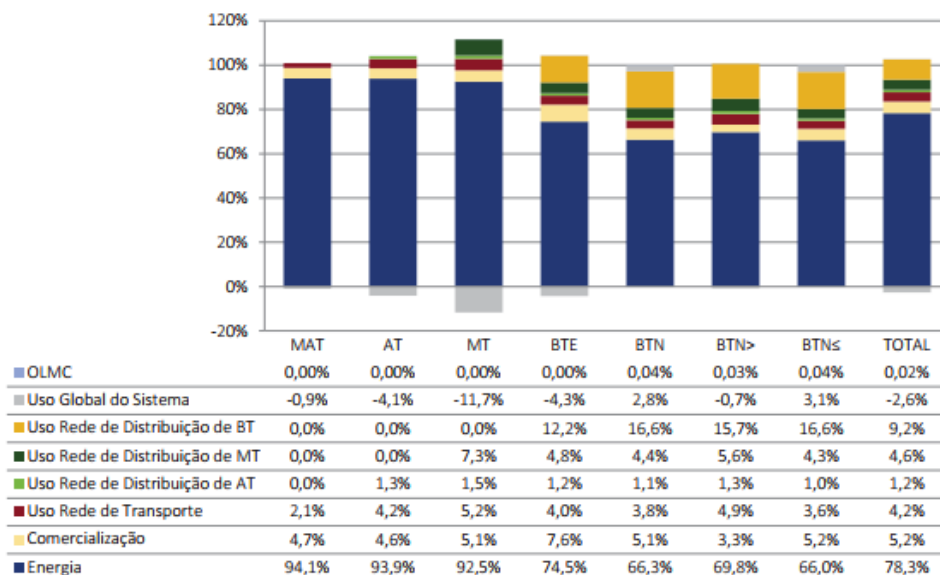
5. O CT não pode deixar de evidenciar o esforço efetuado no sentido de amortecer os impactos provocados pelo brutal aumento, totalmente inesperado, no preço do mercado grossista.



V.3.2. Estrutura do preço médio em 2022

A figura 7-31 apresenta a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão:

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição ppr atividade



Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

V.4 Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

1. O CT destaca que no âmbito da evolução tarifária, a ERSE apresenta, quer a evolução prevista para 2022 face ao preço médio de 2021, quer a evolução face ao preço de dezembro de 2021, evidenciando desta forma diferentes e complementares perspetivas de análise.
2. O CT constata que as variações das tarifas de venda a clientes finais, nas RA correspondem a:

RAA

| | Varição 2022 / 2021 | Varição Jan 2022/Dez 2021 |
|-----|------------------------|------------------------------|
| MT | 10,6% | 4,3% |
| BTE | 8,9% | 4,1% |
| BTN | 1,8% | -1,9% |

Fonte: ERSE

Quadro 1 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2022



RAM

| | Variação 2022 / 2021 | Variação Jan 2022/Dez |
|-----|-------------------------|--------------------------|
| MT | 12,3% | 5,8% |
| BTE | 7,0% | 2,4% |
| BTN | 1,6% | -2,2% |

Fonte: ERSE

Quadro 2 – Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2022

3. Relativamente à RAA, o CT constata que no período compreendido entre 1990 e 2022, conforme figura 1, o preço médio global a preços correntes, sofreu acréscimos médios anuais de +1,7%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,0%, enquanto a BTE e a MT apresentam, naquele período, acréscimos anuais de +1,4% e de +0,9%, respetivamente.

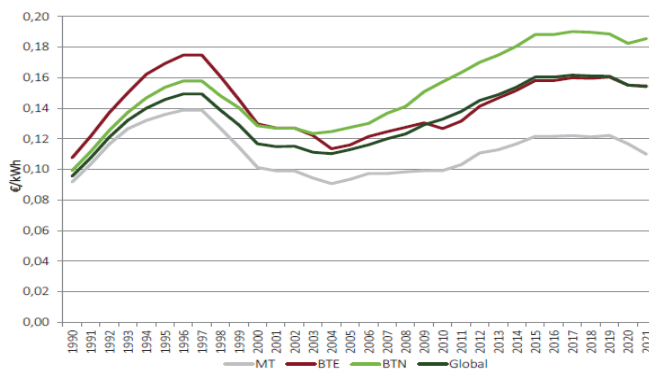


Figura 1 – Evolução das tarifas de venda a clientes finais da RAA (preços correntes)

Fonte: ERSE

4. Quanto à RAM, o CT denota que no período compreendido entre 1990 e 2022, conforme figura 2, o preço médio global, a preços correntes, sofreu acréscimos médios anuais de 1,3%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +1,4%, enquanto a BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de +1,2% e de +1,1% ao ano, respetivamente.

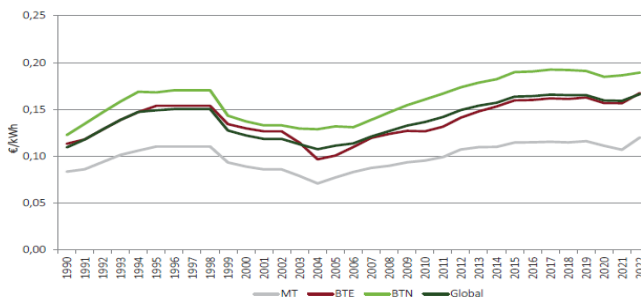


Figura 2 – Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)

Fonte: ERSE



- O CT constata que o impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de venda a clientes finais nos Açores e na Madeira, pode ser analisado por comparação das tarifas a vigorar em 2022, com as tarifas que seriam necessárias aplicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Caso este mecanismo não existisse, seria necessário que as tarifas na RAA e na RAM, fossem incrementadas em 66,1% e 57,8%, respetivamente. Com o mecanismo de convergência as variações tarifárias na RAA e na RAM, corresponderão a 4,8% e 4,5%, respetivamente.
- A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.
- Após em 2021 se ter alcançado, pela primeira vez, a convergência tarifária por preço médio e por nível de tensão (MT, BTE e BTN), o CT constata que no ano 2022 verificar-se-á uma deterioração no processo de convergência tarifária preço-a-preço, que decorre, conforme afirma a ERSE, da estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes, sobretudo devido à evolução da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Para a MT, BTE e BTN, em ambas as RA verifica-se que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios. Para a BTN, por opção tarifária registam-se diferenças positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, conforme figuras 3 e 4.

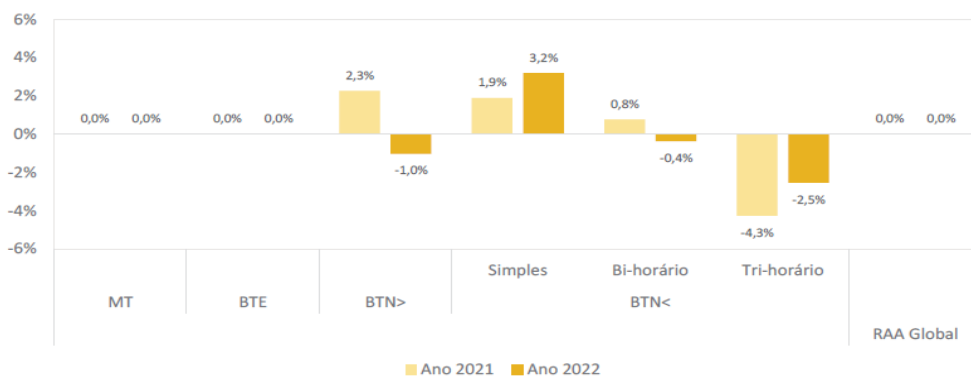


Figura 3 – Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA

Fonte: ERSE

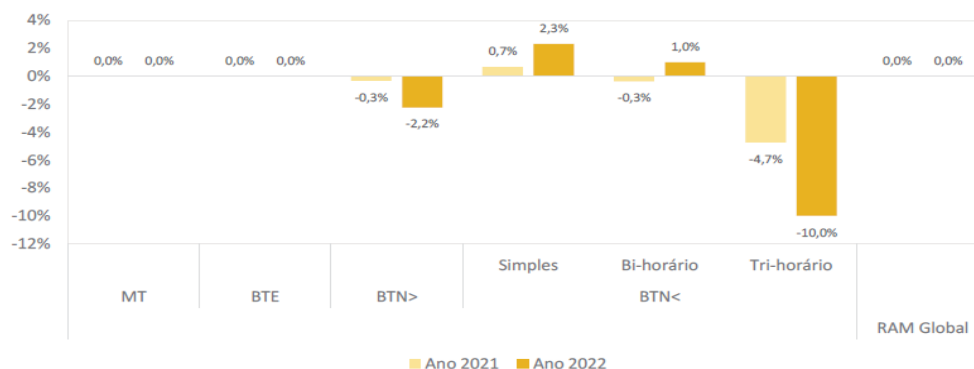


Figura 4 – Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAM

Fonte: ERSE



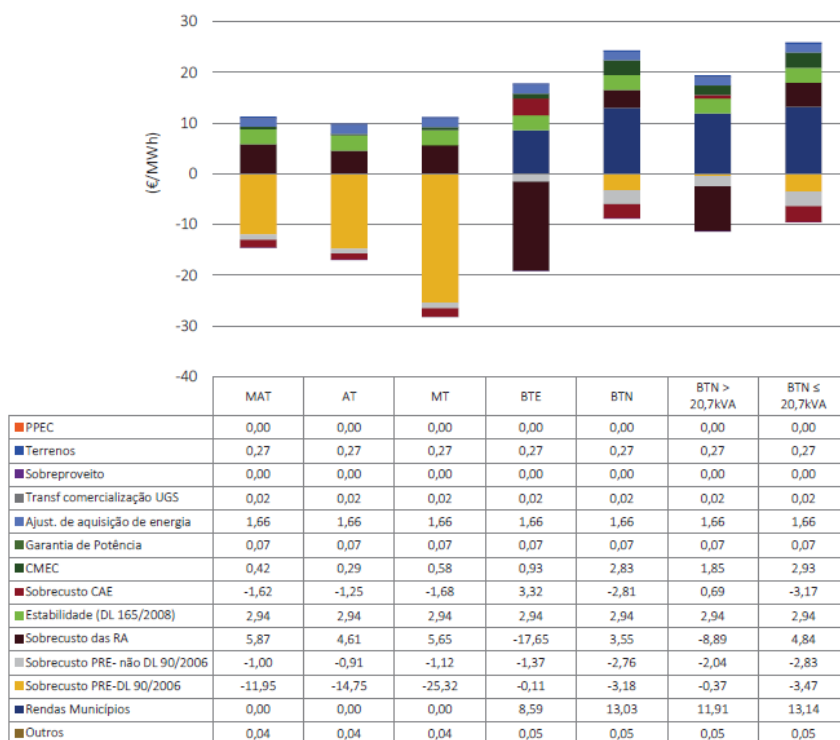
9. O CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo e atípico, recomenda que a ERSE prossiga e reforce o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, face à tarifa aditiva e o processo de convergência siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.

V.5 Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral

As variações da tarifa de uso global do sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na figura 7-57 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2022, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no valor médio dos CIEG. É o caso dos sobrecustos da produção em regime especial, em todos os níveis de tensão, e, em menor escala, do sobrecusto dos CAE. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se as rendas pagas aos municípios, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

Figura 7-57 - Preço médio dos CIEG em 2022, por componente



Legenda: PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; Sobreprovento – Sobreprovento resultante da aplicação das tarifas transitórias; Transf. Comercialização UGS – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; Ajust. de aquisição de energia – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; Garantia de Potência – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia; Estabilidade (DL 165/2008) – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; Sobrecusto das RA – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; Sobrecusto PRE DL 90/2006 – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; Rendas Municípios – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2022

**W. CONSIDERAÇÃO FINAL**

1. Como referido ao longo do parecer deste Conselho, é evidente que o resultado final do exercício de fixação de tarifas para 2022 assenta fortemente em dois elementos-chave:
 - a. A inversão do sinal do custo da PRE que passa a contribuinte positivo para o sistema dado os preços superiores praticados (e estimados) no MIBEL;
 - b. A injeção no sistema de um volume considerável de apoios extraordinários por parte da tutela a título de medidas de contenção tarifária para os consumidores industriais que foram os mais impactados pela subida de preços no mercado grossista, permitindo estas receitas adicionais, mitigar os acréscimos tarifários observados.
2. O CT chama a atenção, contudo, para a evolução das tarifas a médio prazo, em particular a partir de 2023, pelas seguintes preocupações:
 - a. O patamar de nivelamento dos preços nos mercados grossistas para o futuro é ainda incerto. Isto significa que o sinal de recuperação do custo da PRE poderá não se manter ou não ser tão expressivo;
 - b. O envelope de “assistência financeira” excecional poderá não se repetir nos próximos anos, muito por força, entre outras, das prioridades consideradas em cada ciclo político;
 - c. A necessidade de prosseguir o caminho para a eliminação da dívida tarifária.
3. Nesse sentido, o CT sugere que a ERSE, na sua comunicação final sobre as tarifas, coloque oportuna e adequadamente uma mensagem clara de que o nível tarifário de 2022 é reflexo de circunstâncias muito próprias e conjunturais que poderão não se repetir nos próximos anos. A chamada de atenção poderá ser mais incisiva por nível de tensão atento o tratamento diferenciado ocorrido neste exercício.
4. A título de exemplo, um cenário de correção dos preços elevados no mercado grossista para os níveis historicamente observados irá traduzir-se na reposição da estrutura de pagamentos de 2021, não colocando tanto em causa a sustentabilidade do nível tarifário para as famílias, dado que estes consumidores não foram beneficiados pelo reforço das medidas governamentais nas tarifas de 2022, mas colocará uma forte pressão de aumento nas tarifas de acesso para os níveis de tensão superiores.

III**PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025****A. Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico**

1. Com o início de um novo período regulatório, em 2022, a análise de desempenho económico das empresas reguladas assume um papel importante, na medida em que constitui um instrumento adicional para a definição da base de custos e parâmetros das empresas reguladas para o próximo período de regulação.
2. No período em análise (entre 2012 e 2020), o estudo faz referência a uma relativa estabilidade ao nível do desempenho das atividades de transporte e de distribuição no Continente, que relativamente ao período regulatório anterior, reduziram os seus custos. Em relação às Regiões Autónomas, menciona um crescimento dos custos ao nível da atividade de produção, enquanto ao nível das atividades de distribuição os mesmos permanecem estáveis.
3. Em particular, no que respeita à atividade de transporte de energia elétrica, os custos unitários reais da empresa têm apresentado desde 2012 uma tendência de redução, apesar de terem sido no atual período de regulação superiores aos custos aceites pela ERSE.



Na atividade de distribuição verificou-se um decréscimo dos custos unitários.

4. Ao nível dos investimentos o estudo evidencia, para o último período regulatório (2018-2021), uma tendência de evolução semelhante quer na atividade de transporte quer na atividade de distribuição, com um nível de investimento inferior ao que se verificou nos dois períodos regulatórios anteriores.
5. Relativamente à comercialização de último recurso, o estudo evidencia uma queda acentuada na sua atividade associada ao processo de liberalização de mercado, com migração dos clientes para este regime, e de extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais, o que se reflete na evolução dos seus custos.
6. O CT nota a este respeito uma possível inversão desta tendência, associada ao acréscimo de custos do CUR com a ativação do fornecimento supletivo dos clientes dos comercializadores em dificuldades, nos termos do Regulamento nº 951/2021, de 2 de novembro, aprovado pela ERSE.
7. Ao nível das taxas de remuneração dos ativos o estudo evidencia, a partir de 2012, uma oscilação das taxas de remuneração dentro do mesmo período de regulação, motivada pela introdução de um mecanismo de indexação subjacente ao cálculo do ROR. Da aplicação deste mecanismo resultou uma redução gradual das taxas de remuneração aplicadas.
8. O CT reconhece a importância deste tipo de análise ao desempenho económico-financeiro das empresas reguladas, no atual contexto de fixação de parâmetros para o próximo período regulatório. Neste sentido, considera que a realização destes estudos deveria ser complementada com uma caracterização não só das diversas atividades reguladas, mas também com informação sobre as envolventes internas e externas que influenciam o funcionamento e o desempenho das empresas reguladas, bem como pela realização de análises comparadas com congéneres no mercado europeu de energia, quanto a custos operacionais e remuneração de ativos, considerando especialmente o ciclo de investimentos a realizar para atender ao processo de transição energética em curso.

B. Estudo de *benchmarking* operadores de sistema de distribuição

1. Os proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica, que recuperam os custos controláveis desta atividade, são calculados através da aplicação de uma regulação por incentivos.
2. Para o período de regulação 2022-2025, a ERSE estendeu a regulação do tipo revenue cap ao conjunto dos custos controláveis, sendo a meta de eficiência aplicada sobre estes custos. A aplicação desta metodologia visa a promoção da eficiência económica da atividade numa perspetiva *input-based*, isto é, orientada para o controlo dos custos.
3. As metas de eficiência assumem, assim, um papel fundamental na implementação de regulação por incentivos.
4. De forma a aferir as metas de eficiência, os diferentes reguladores utilizam as análises de benchmarking, nas quais se compara o nível de eficiência dos congéneres.
5. Neste contexto, a ERSE realizou, em 2021, o estudo de benchmarking - “Estudo de *benchmarking* – operadores de sistema de distribuição”, com o principal objetivo de produzir estimativas de eficiência de custos dos operadores de sistema de distribuição, contribuindo para a definição de metas de eficiência da atividade de distribuição de energia elétrica para o período de regulação que se inicia em 2022.
6. Comparativamente com os resultados de estudos efetuados para os períodos regulatórios anteriores, este estudo de 2021 evidencia resultados mais positivos para as empresas portuguesas (E-Redes, EDA e EEM).



Em particular, para a E-Redes, as análises permitem concluir que:

- (i) a empresa tem vindo a reduzir os seus custos;
- (ii) o desempenho face às metas impostas pela ERSE tem sido positivo;
- (iii) o resultado do estudo de benchmarking revela-se positivo, estando próximo ou na fronteira de eficiência.

7. Com base nas conclusões do estudo de *benchmarking* a ERSE propõe estabelecer uma meta de eficiência de 0,75% para a atividade de DEE, a aplicar aos custos elegíveis (Componente OPEX e Componente CAPEX a partir de 2022), de acordo com a metodologia de revenue cap aplicada ao TOTEX no período de regulação 2022-2025.
8. O CT considera que a metodologia seguida pela ERSE para avaliação da performance das empresas é conceptualmente adequada. O CT recomenda, no entanto, que numa lógica de construção do mercado único de energia, os exercícios de benchmarking sejam mais abrangentes e considerem outras realidades.
9. Adicionalmente, o CT recomenda que a adequação do alargamento da regulação por eficiência à componente CAPEX seja monitorizada, de modo que os investimentos que se prevê virem a ser necessários, associados ao processo de transição energética, não sejam colocados em causa.

C. Mecanismo de partilha

1. Foi introduzido um mecanismo de partilha simétrico para mitigar ganhos ou perdas excessivas do operador no quadro do modelo TOTEX. É ativado apenas a partir de determinados limiares de rendibilidade com três bandas: a normal, em que a rendibilidade se encontra dentro dos valores normais face à taxa de remuneração fixadas e por isso sem partilha; a moderada, com desvio moderado da referida taxa e com partilha de 50% dos ganhos ou perdas decorrentes, e por fim a banda excecional com partilha total de ganhos ou perdas.
2. Na definição dos *spreads* para a dita banda moderada de ganhos/perdas e da banda extrema da rendibilidade das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica a ERSE definiu 0,375% e 0,75% para o ORT e 0,75% e 1,5% para o ORD. O CT constata a ausência de justificação para esta decisão da ERSE de definir *spreads* diferentes para os operadores de rede MAT e AT/MT, uma vez que se trata de partilha de rendibilidade acima ou abaixo de um valor de referência, esse sim específico de cada atividade.
3. Pelo exposto, o CT recomenda que os referidos *spreads* sejam equiparados para as duas atividades à falta de racional justificativo para a referida diferença.
4. Sobre o mecanismo de partilha em si mesmo, o CT reconhece que se devem regular ganhos ou perdas decorrentes da atividade regulada. Neste contexto e considerando os ganhos, o conceito de partilha tem subjacente a sua partilha pela empresa, de modo a evitar que a rendibilidade sobre os ativos possa exceder o considerado normal da empresa face aos limites estabelecidos pelo modelo regulatório.
5. O CT reconhece como positivo o mecanismo de partilha embora recomende que este deva ser calibrado para que as perdas ou ganhos sejam reais, decorrentes do exercício da atividade. A título de exemplo, no caso de ganho da atividade na banda extrema, a partilha é de 100%, contudo, um ganho da banda extrema é potencialmente virtual porque não corresponde ao valor final obtido pelo operador.
6. O CT reconhece que para fixação de remuneração a CESE não deve ser considerada, quando definido dessa forma na Lei do OE.



7. Já o conceito de excesso de rendibilidade pós aplicação do modelo regulatório deve depender do valor real e efetivo da mesma. Caso não seja assim, é potencialmente imposta sobre as atividades reguladas uma dupla renda em favor do SEN, uma vez através da CESE e outra vez através do mecanismo de partilha aplicado a uma rendibilidade que não é real.
8. O CT sugere a revisão da parametrização do mecanismo de incentivo no sentido de o focar na partilha da rendibilidade real que inclua todos os ganhos e gastos da atividade. Um dos mecanismos possíveis pode ser através da inclusão anual de um fator de correção no cálculo, adicionando o valor da CESE do ano no referencial antes de impostos ao valor do RoR de referência para efeitos do apuramento do mecanismo de partilha.

D. Taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE

1. Na proposta de parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a ERSE apresenta uma metodologia de determinação do valor de referência para o custo de capital médio ponderado (WACC), para as atividades de TEE e DEE, semelhante à que tem adotado para os anteriores períodos regulatórios, com revisão dos parâmetros no atual contexto económico.

Aplicando esta metodologia, a ERSE obtém as propostas de WACC de referência de 4,30% e de 4,00%, respetivamente para a DEE e para o TEE.

2. Adicionalmente, a ERSE propõe uma revisão dos parâmetros de indexação da taxa de remuneração ao valor médio da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos: para além dos novos WACC de referência, esta revisão inclui a definição de novos valores de *cap* (7,30% para a DEE e 7,00% para o TEE) e de *floor* (4,00% para a DEE e 3,70% para o TEE).
3. O CT observa que as taxas de remuneração obtidas a partir da metodologia usada pela ERSE têm consecutivamente valores mais baixos desde que as atividades de DEE e TEE são reguladas. De acordo com a ERSE, *“as taxas aplicadas em Portugal são ligeiramente abaixo das taxas aplicadas em países com risco financeiro próximo do nosso, como é o caso de Espanha”*.
4. No atual contexto de transição energética, o CT regista alguma preocupação com a eventualidade de as taxas de remuneração agora propostas não se afigurarem suficientemente atrativas para os investidores, em particular por comparação com o retorno proporcionado pelos restantes operadores europeus, o que pode colocar em causa a capacidade de financiamento de novos investimentos por parte das empresas reguladas do SEN.
5. Adicionalmente, o CT considera que o mecanismo de indexação deve ser revisitado, no sentido de garantir que, ao longo da banda variável, as taxas de remuneração mantenham um *spread* positivo e aproximadamente constante face às OT, para que não seja possível ter taxas de remuneração inferiores às OT.

E. Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica da REN

E.1. Eficiência nos custos operacionais

1. No período 2009-2021, para a atividade de transporte de energia elétrica, foi adotada uma metodologia de regulação por *revenue cap* para os custos de exploração, que estabelece limites máximos a aplicar a estes custos e considera custos unitários de referência adaptados ao nível de atividade. Este modelo estava alinhado com a realidade da empresa ao considerar que os custos operacionais são essencialmente fixos.
2. Para o período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação alterou-se para um modelo do tipo TOTEX. O fator de eficiência irá aplicar-se não só aos custos operacionais como também às amortizações referentes aos ativos pós 2022, reduzindo-se a componente fixa para 50% do total destas duas parcelas do TOTEX.



3. O CT regista que a introdução da regulação por incentivos, em 2009, e a definição dos parâmetros que lhe estão associados, tem tido resultados positivos, com benefícios para o sistema elétrico, tendo originado uma redução dos custos operacionais da atividade de transporte de energia elétrica. À medida que se desenrola o processo de regulação por incentivos e as medidas de redução de custos vão sendo implementadas, os potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma relativamente imediata e direta tendem a ser cada vez mais reduzidos requerendo investimento em medidas estruturais e tempo para a recuperação desses investimentos.
4. O CT recomenda que as metas de eficiência a impor tenham em conta, não só o desempenho da empresa, mas também o contexto nacional e internacional. Por um lado, a recuperação da economia tem impacto nas renegociações dos atuais contratos de prestações de serviços, agravado por um número mais reduzido de prestadores de serviços, (fruto da pandemia), compatíveis com as exigências da atividade do ORT, o que lhes confere maior poder negocial, por outro lado, a vetustez crescente dos elementos da RNT tem impacto nos custos de operação e manutenção destes ativos. Acresce, a variação que se tem verificado no custo dos materiais, com implicação no custo dos novos investimentos e consequentemente nas amortizações, que até à data eram um custo aceite e que no novo modelo passam a fazer parte do TOTEX sujeito a eficiência.
5. O CT constata a ausência de qualquer justificação, por parte da ERSE, para a alteração do peso do custo fixo relativamente ao modelo anterior, tendo decidido, na definição do novo modelo, fixar um peso de 50/50 nas componentes fixa/variável e de 50/50 na componente variável em função dos 2 indutores de custo (extensão de rede e potência ligada de produtores).
6. Inclusive, a ERSE admite mesmo que “o facto do OPEX da atividade de TEE ter uma reduzida correlação com a maioria das grandezas físicas analisadas..., sugere que a parcela de OPEX não deverá ser associada a indutores físicos”. Em função da decisão da ERSE, o peso dessa componente variável poderá implicar uma perda de 1,4 M€ no ano de 2022 (perda potencial mensurada pela ERSE), que corresponde a 0,5% do TOTEX apurado inicialmente para esse ano, em função dos valores dos indutores que vierem a verificar-se nesse ano.
7. Havendo a expectativa de que estes indutores de custo terão uma evolução crescente ao longo do período de regulação, e tendo em atenção o método de cálculo das componentes variáveis unitárias associadas a estes indutores, quanto maior for a componente variável maior será o ajustamento a efetuar no primeiro ano, causando uma redução significativa nas parcelas de custos operacionais, tendencialmente de natureza fixa e amortizações referentes aos ativos pós 2022.
8. Neste sentido, o CT recomenda uma revisão das componentes fixa/variável para valores mais próximos do valor fixo efetivamente verificado.

E.2. Fator de eficiência a aplicar às componentes CAPEX 2022 a 2025 no TOTEX

1. Os valores previstos para investimento 2022-2025 apresentados pela REN à ERSE partiram do pressuposto de que os principais incentivos ao investimento se iriam manter, nomeadamente os custos de referência e o IREI. Como tal, não só os projetos apresentados não refletem a planificação de investimento otimizada face ao modelo regulatório agora proposto pela ERSE, como os seus valores se baseiam no mecanismo de custos de referência que tem subjacente um fator de referência de 1,5%. Por isso os valores previsionais de investimento considerados pela ERSE nas diversas componentes CAPEX já têm implícito um fator de eficiência de 1,5% que, a aplicar-se o TOTEX proposto pela ERSE, seriam alvo de aplicação dupla do fator de eficiência.
2. Por este facto, no atual período regulatório de transição 2022-2025, propõem-se que a ERSE tome em consideração o exposto, anulando a duplicação.



F. Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da E-Redes

F.1. Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço

1. A proposta de mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, apresentada pela ERSE, mantém a estrutura que vigora no atual período de regulação, com as suas duas componentes: a componente 1 focada na continuidade de serviço no seu todo, e a componente 2 focada nos clientes com pior nível de continuidade de serviço.
2. Na componente 1, a ERSE aumentou a exigência do mecanismo, reduzindo o TIEPI de referência, dos 70,21 minutos para os 65,21 minutos. Na componente 2, a ERSE optou por manter os parâmetros que vigoraram nos anos 2020 e 2021.
- 2.1. Para a componente 1, a ERSE propôs o aumento da valorização da Energia Não Distribuída (END), de 3€/kWh para 4,5 €/kWh, bem como uma subida do limite de prémio (penalização) máximo(a), de 4 para 6 milhões de euros.
- 2.2. Na componente 2, a ERSE decidiu subir o limite do incentivo, de 1 para 3 milhões de euros, mantendo, contudo, a valorização do indicador SAIDI 5%.
3. O CT considera a proposta da ERSE equilibrada.

F.2. Mecanismo de incentivo à redução de perdas

1. Nos termos da mais recente revisão ao RT (Regulamento n.º 785/2021), o mecanismo de incentivo à redução de perdas para o período regulatório 2022-2025 é desdobrado em três diferentes componentes:
 - a. A componente 1, que incide sobre perdas globais e segue uma curva semelhante à do modelo atualmente em vigor, consistindo em a revisão agora proposta pela ERSE:
 - i. na conversão da base do indicador para energia entrada (vs. energia distribuída);
 - ii. no reposicionamento do valor central para o histórico recente em 2022 (8,50%), com descida anual ao longo do período regulatório, até atingir o atual valor central em 2025 (7,25%);
 - iii. no encurtamento da largura de banda morta de, 1,2 p.p. para 0,5 p.p.;
 - iv. no aumento do declive da curva, de 1/3 para 2/3 do valor médio anual do preço do mercado *spot*;
 - v. na predefinição do valor máximo de incentivo ou penalização, para 20 M€ (no atual modelo este valor é variável de ano para ano);
 - b. A componente 2, que considera a partilha com o ORD dos montantes associados a fraude de energia que este recupere ao longo de cada ano, sendo o coeficiente de partilha de 25% para o período regulatório 2022-2025;
 - c. A componente 3, que prevê um incentivo ou penalização, consoante a energia de fraude recuperada em cada ano esteja, respetivamente, abaixo ou acima de um valor central definido pela ERSE, que parte de 65 GWh em 2022 e cresce 10% em cada ano até 2025, sendo:
 - i. o declive da curva determinado pela divisão entre o montante usado na componente 2 e a energia recuperada ao longo do ano;
 - ii. o valor máximo de incentivo ou penalização determinado pela divisão entre o montante usado na componente 2 e o valor central de cada ano.
2. No seu [parecer](#) à 101.ª Consulta Pública da ERSE (revisão do RT), o CT expressou que, no seu entender, a parcela de perdas técnicas se encontra muito dependente de fatores que escapam ao controlo direto



dos ORD ao longo de um período regulatório, nomeadamente dos perfis de consumo e de produção distribuída e das tipologias das redes (as quais, embora mais controladas pelos ORD, dependem de investimentos que ultrapassam a duração típica de um período regulatório).

3. Em consequência, o CT recomendou que a componente focalizada nas perdas globais, a manter-se, deveria considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não controlados pelo ORD e que o valor central de calibração da curva do incentivo deveria refletir o contexto de partida do novo período regulatório.
4. No relatório de encerramento da consulta de revisão do RT, a ERSE referiu que os comentários do CT acima indicados seriam tidos em atenção na parametrização do incentivo, em sede da definição das Tarifas e Preços da energia e outros serviços, verificando que houve uma integração parcial.
5. Contudo, não fazendo a ERSE qualquer referência à exclusão, do indicador de perdas globais, dos fatores não controlados pelo ORD, o CT infere que esta sua recomendação não foi considerada pela ERSE, dedução esta suportada no facto de estar a ser atribuída à componente 1 um peso superior às restantes componentes, como se depreende da convergência do seu valor central para o valor atualmente em vigor.
6. Neste contexto, o CT recomenda que os parâmetros da componente 1 tenham em devida consideração o impacto, ao nível do indicador de perdas globais, dos fatores não controlados pelo ORD, sobretudo do esperado aumento da produção distribuída para os próximos anos, em particular para 2024 e 2025.
7. No que diz respeito à componente 2, o CT concorda com o valor proposto pela ERSE para o coeficiente de partilha.
8. Relativamente à componente 3, o CT observa que, na formulação proposta, o declive é apurado pelo cruzamento de duas variáveis que não têm correspondência temporal entre si (montantes recuperados de energia de fraude, que pode dizer respeito a vários anos, e a energia de fraude detetada, que diz respeito a um ano), o que, constituindo uma inconsistência técnica, não traduz uma valorização realista para a energia de fraude recuperada.
9. Como alternativa, o CT propõe que o declive da componente 3 seja indexado ao preço médio da energia, para que, da aplicação conjugada das componentes 1 e 3, resulte uma valorização da energia não superior à de mercado e que, como recomendado acima, em termos globais se assegure um maior peso para a componente 3 do que para a componente 1.
10. Adicionalmente, o CT verifica que o valor central proposto pela ERSE para a componente 3 é significativamente superior aos valores de energia recuperada nos últimos anos (2018 a 2020), referidos no documento de parâmetros para 2022-2025.
11. Neste contexto, o CT recomenda que, à semelhança do considerado pela ERSE para a componente 1, também para a componente 3 seja considerado um valor central de partida alinhado com o histórico recente.

F.4. Meta de eficiência

1. Na proposta de parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a ERSE reconhece ser possível concluir, a partir das suas próprias análises de eficiência e do estudo de benchmarking que acompanha a proposta, que o ORD tem vindo a reduzir os seus custos e que o seu desempenho face às metas impostas pelo regulador tem sido positivo e que este se encontra perto ou na fronteira de eficiência.
2. Face a estes resultados, a ERSE considera adequado aplicar uma meta de eficiência de 0,75% aos custos elegíveis (componentes OPEX e CAPEX a partir de 2022), de acordo com a metodologia de revenue cap aplicada ao TOTEX no período de regulação 2022-2025.



3. O CT reconhece o resultado demonstrado pelo ORD nas análises de eficiência apresentadas pela ERSE, destacando o facto de este, no estudo de benchmarking, se posicionar sistematicamente no top 10% ou top 20% das empresas mais eficientes e de, em alguns casos, definir a própria fronteira de eficiência.
4. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE fixe uma meta de eficiência num valor mais próximo de 0, em alinhamento com o patamar de eficiência já atingido pelo ORD.

F.5. Reequilíbrio entre níveis de tensão

1. O CT regista que, na proposta de tarifas para 2022, a ERSE adotou medidas para equilibrar a repartição dos proveitos permitidos entre níveis de tensão, com vista a permitir uma maior aderência dos proveitos à evolução diferenciada que se tem sentido nos custos reais (por exemplo, aumento de custos na AT e MT com gestão de vegetação e redução de custos operacionais na BT com o *roll-out* de EMI).
2. Porém, o CT nota que a metodologia adotada pela ERSE só corrige parcialmente o desequilíbrio entre custos aceites e reais em cada nível de tensão, continuando a perspetivar-se a ocorrência de *gap* na AT e MT e de excedente na BT.
3. O CT dá ainda nota que o impacto deste desequilíbrio é agravado pelo facto de o mecanismo de partilha de ganhos e perdas ser aplicado de forma diferenciada por nível de tensão, uma vez que o efeito conjugado de uma rentabilidade superior à de referência na AT e MT e de uma rentabilidade inferior à de referência na BT poderão conduzir ao aparecimento indevido de uma partilha, ainda que, em termos globais, a rentabilidade do ORD esteja alinhada com a remuneração de referência.
4. Face ao exposto, o CT recomenda que a ERSE assegure um maior equilíbrio nos proveitos permitidos entre níveis de tensão, de forma a assegurar que, sem alteração do valor global de proveitos permitidos para a DEE, não se perspetive a ocorrência de *gap* num dos níveis de tensão no início do período regulatório.

G. Parâmetros para as atividades reguladas das Regiões Autónomas

G.1. Bases de custo e fatores de eficiência para o período de regulação 2022-2025

1. Como referido anteriormente, a ERSE avaliou os resultados das metodologias de regulação aplicadas às Regiões Autónomas desde o período regulatório 2012-2014, mantendo-as para o período de 2022-2025. Relativamente ao período regulatório anterior são revistas as bases de custo, os parâmetros de regulação e atualizado o mecanismo de determinação dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis.
2. Conforme expressa a ERSE, na proposta de parâmetros de regulação para o período 2022-2025, o exercício de fixação de bases de custos e de parâmetros para as atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira assume alguma dificuldade face às particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas que operam nessas regiões.
3. Acrescenta ainda, que essas especificidades dificultam o exercício de aplicação de metodologias de *benchmarking*, para a definição dos parâmetros, salientando que no estudo de benchmarking realizado em 2021 relativamente aos Operadores de Sistema de Distribuição não existe mais nenhuma empresa insular para além da EDA e da EEM.
4. Assim, considerando a análise de desempenho e as especificidades que envolvem o desenvolvimento das atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas, a ERSE reviu as bases de custos para o ano de 2022, considerando:
 - a. RAA: uma ponderação de 75% à média dos custos aceites (2019 e 2020) e de 25% à média dos custos reais (2019 e 2020);



- b. RAM: uma ponderação de 50% à média dos custos aceites (2019 e 2020) e de 50% à média dos custos reais (2019 e 2020);
 - c. O valor obtido em ambas as regiões é ainda atualizado para 2022, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X).
5. As regiões insulares são territórios para os quais é difícil encontrar uma realidade inteiramente comparável para efeitos de *benchmarking*. Além disso, não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Neste sentido, à semelhança do já efetuado no início do período regulatório anterior, o CT recomenda à ERSE a promoção de uma análise mais aprofundada, que permita identificar de forma clara os custos eficientes (OPEX), por ilha, de cada Região Autónoma, necessários à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, a vigorar no próximo período regulatório a iniciar em 2026.
 6. O CT considera que apenas desta forma as bases de custos poderiam ser determinadas em função das referências encontradas, assim como os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros devidamente calibrados e fundamentados, sendo revistos com a regularidade exigida pela evolução tecnológica e outros fatores internos e/ou externos.

G.2. Custos de referência e metas de eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

1. Os custos com a aquisição de combustíveis constituem, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma importante parcela dos custos da atividade de AGS das empresas reguladas que operam nessas regiões.
2. Em conformidade com o Regulamento Tarifário em vigor, no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis nas RA, aplica-se uma metodologia regulatória baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para as componentes de aquisição, transporte, descarga, armazenamento e comercialização dos combustíveis.
3. Conforme expressa a ERSE na presente proposta de tarifas, *“a grande dinâmica dos mercados de combustíveis veio introduzir novos factos que tornaram necessário reequacionar algumas das variáveis que estavam a ser usadas no cálculo dos custos eficientes dos vários combustíveis das Regiões Autónomas, tornando necessário a atualização do estudo de 2016 por forma a contemplar aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados, em particular face aos seguintes fatores: i) previsível utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, sendo necessário redefinir os mercados de referência e o tipo de produto a considerar; ii) previsível aumento dos custos de transporte dos combustíveis com aplicação das novas diretivas da International Maritime Organization (IMO), que impõe aos navios petroleiros a obrigatoriedade de utilização no transporte marítimo de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020; iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM; iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular o caso das instalações de gás natural da Madeira.”*
4. A este respeito, o CT relembra que no seu [parecer](#) à proposta de tarifas e preços para o ano de 2020, recomendou à ERSE que considerava premente a elaboração de um novo estudo que suportasse os parâmetros a definir.
5. Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que foi realizado pela PwC e concluído em 11 de maio de 2021.
6. O CT não pode deixar de manifestar a sua surpresa, pelo facto de a ERSE apenas ter dado conhecimento do estudo ao CT e às empresas reguladas das RA a 15 de outubro de 2021, em conjunto com a proposta de tarifas para 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025, a qual, já



- inclui a aplicação dos resultados do referido estudo, sem o prévio conhecimento e a necessária discussão com as empresas reguladas das RA.
7. Na opinião do CT, considerando a especificidade e abrangência do estudo, as empresas reguladas das RA, à semelhança do regulador, não dispõem de competências internas que permitam avaliar este documento, necessitando de tempo e apoio de consultoria externa para o fazer convenientemente. Atento o timing e oportunidade da disponibilização do estudo pelo regulador, o CT entende que os operadores das RA não dispõem de um prazo suficiente para essa avaliação/validação, bem como para a necessária discussão com o regulador, quer do estudo, quer dos parâmetros considerados para efeitos tarifários, antes da sua aplicação e fixação para os próximos 4 anos.
 8. Acresce referir que, o CT teve conhecimento, através dos representantes das RA, que existem três versões do referido estudo:
 - Uma versão resumida remetida à apreciação do CT, apresentando basicamente as conclusões sem as fundamentar devidamente;
 - Uma versão detalhada do estudo remetida exclusivamente à EEM, referente à RAM;
 - Uma versão detalhada do estudo remetida exclusivamente à EDA, referente à RAA;
 9. O CT regista em relação à apresentação deste estudo uma alteração de procedimentos face aos estudos anteriores, em especial a distribuição parcelar do mesmo em função da natureza dos seus destinatários, dificultando uma apreciação global e integrada de todas as suas componentes, aspetos que na opinião do CT deveriam ser corrigidos.
 10. Adicionalmente, o CT constata que no período compreendido entre a conclusão do estudo (datado de 11 de maio de 2021) e a apresentação da presente proposta de tarifas em 15 de outubro de 2021, não se registou a desejada e recomendada interação com as empresas reguladas das RA, à semelhança do verificado nos estudos anteriores. Este procedimento para além de não aportar valor acrescentado ao estudo, não promove o necessário e esperado equilíbrio na relação entre regulador e operadores regulados.
 11. O CT recomenda que, face às particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas reguladas das RA, os parâmetros a definir tenham em conta, não só a interpretação da ERSE dos resultados do estudo, mas também os potenciais efeitos do atual contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético, face ao objetivo global de neutralidade carbónica. Por um lado, como referido no estudo da PwC, algumas das refinarias europeias já iniciaram este processo de transição, situação que pode colocar limitações ao abastecimento das RA, por outro lado, as incertezas que existem ao nível do horizonte temporal até que esta transição seja generalizada podem criar dificuldades na definição dos parâmetros e na sua fixação para um período regulatório de 4 anos.
 12. Face ao exposto, o CT considera que a atual metodologia regulatória baseada na definição de custos de referência para a aquisição de combustíveis nas RA, assim como os parâmetros propostos, deve ter como fio condutor a incorporação dos desenvolvimentos necessários à adaptação do modelo regulatório, visando dar respostas adequadas aos desafios colocados pela transição para um sistema energético neutro em carbono.
 13. Efetivamente, é opinião do CT que neste contexto de transição energética poderá existir a necessidade de uma regulação mais dinâmica e que metodologias regulatórias mais flexíveis tenderão a ser mais ajustadas. Salienta-se ainda, a eventualidade de poder ser necessário a adoção de um período de transição.



14. Desta forma, o CT recomenda uma maior interação com as empresas reguladas das RA, objeto do estudo e que, simultaneamente, seja concedido um período mais alargado às empresas, no sentido de o poderem analisar com a profundidade necessária.

H. Custos de referência para o comercializador de último recurso

1. Em cumprimento do estabelecido nos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, a proposta de tarifas integra a análise dos custos de referência da atividade de comercialização de último recurso, a qual serve de suporte à definição das metas de eficiência a aplicar à comercialização regulada no novo período regulatório.
2. A análise dos custos de referência permite ao CT concluir que, apesar da perda de economias de escala resultante da saída de clientes para o mercado livre, a SU ELETRICIDADE continua a apresentar um posicionamento relativo bastante competitivo, voltando a classificar-se como a mais eficiente entre as empresas comercializadoras de dimensão similar.
3. Nestas circunstâncias, só se pode esperar uma melhoria do seu nível de eficiência por efeito do progresso tecnológico, que a ERSE estima em 0,75%.
4. Assim sendo, o CT considera apropriada a meta de eficiência de 0,75% fixada para o período de regulação 2022-2025.

I. Parâmetros para a atividade de operação logística de mudança de comercializador

1. No período regulatório inicialmente fixado de 2018-2020, a ERSE definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018, que evoluiu nos anos de 2019 e de 2020 com a aplicação de uma metodologia do tipo IPIB-X. Esta metodologia foi prolongada a 2021, dado que o período de regulação foi estendido até ao final deste ano.
2. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2021.
3. Para o novo período regulatório que se inicia em 2022, a ERSE procedeu à análise dos valores de custos e proveitos da ADENE, na sua atividade de OLMC do setor elétrico, entre os anos de 2018 e 2021 (este último com valores estimados), de modo a poder fixar as novas bases de custo.
4. O CT regista que existem apenas 3 anos com contas fechadas (2018 a 2020), e que este horizonte temporal não permite estabelecer uma tendência de evolução de custos e de proveitos do OLMC.
5. A atividade da ADENE ficou marcada por factos que dificultam a análise histórica com base em contas reais auditadas. O ano de 2020 ficou marcado pelo início da pandemia COVID-19, condicionando a atividade da ADENE, o que se refletiu numa redução de custos. Apenas em 2021 a atividade de OLMC passou a ser assegurada internamente pela ADENE, de acordo com informação da própria entidade.
6. Perante a falta de dados históricos, a base de custos definida pela ERSE para essa atividade para o período 2022-2025 assentou no TOTEX aceite pela ERSE para 2021, atualizados para 2022 com o IPIB-X.
7. O fator de eficiência aplicado no período de regulação que termina em 2021 foi de 0%, que a ERSE mantém para o novo período de regulação, face à inexistência de um *benchmarking* comparável e de um histórico da atividade.
8. No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE. Para o período de regulação que se inicia em 2022 esta taxa será de 1,5% por se considerar que o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do “Estado Português”, visto ser uma entidade pública sem fins lucrativos.



9. Conforme referido em pareceres anteriores, o CT considera essencial a estabilidade no funcionamento da atividade do OLMC e o equilíbrio económico-financeiro do mesmo, tendo sempre presente a premissa do não agravamento de custos para os consumidores.
10. Considerando a ainda escassa informação financeira e operacional da ADENE enquanto OLMC, o CT concorda com a proposta da ERSE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Sem prejuízo do anterior, com o progressivo aumento do conhecimento da realidade das atividades da ADENE/OLMC, o CT recomenda que no próximo período regulatório os pressupostos agora considerados sejam sujeitos a uma revisão detalhada.
11. O CT recomenda que a atividade do OLMC seja continuamente monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidiações cruzadas entre a atividade regulada e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, relevando a necessária apresentação de informação financeira desagregada pelo ADENE para a função de OLMC.

J. Outros parâmetros a aplicar no período de regulação de 2022 a 2025

J.1. Incentivo à integração de instalações nas Redes Inteligentes

1. O incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI) pretende incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitam a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração.
2. O montante deste incentivo depende dos seguintes parâmetros regulatórios:
 - Parâmetro T – número de anos de aplicação do incentivo, para cada instalação integrada nas redes inteligentes,
 - Parâmetro K – montante que é pago aos ORD BT, em cada ano T, por cada instalação integrada nas redes inteligentes.
3. No período regulatório anterior, a ERSE estabeleceu os seguintes parâmetros do incentivo ISI em vigor desde 2019, para Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM):

Quadro 11-1 - Parâmetros do Incentivo ISI – Período de regulação 2018-2021

| Parâmetros | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------|------|------|------|
| K (euros) | 5,0 | 5,08 | 5,15 |
| T (número de anos) | 8 | 8 | 8 |

Fonte: Documento «Parâmetros» da proposta de TeP 2022

4. Para o próximo período regulatório que se inicia em 2022, o CT regista a opção da ERSE de manter a metodologia utilizada anteriormente por considerar que não há alterações relevantes no contexto de desenvolvimento e disponibilização destes serviços.



5. Assim, o parâmetro T mantém-se em 8 anos no novo período regulatório, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas, e o parâmetro K continuará a refletir a evolução da inflação, relativamente ao K aplicado em 2021.
6. Relativamente às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE propõe um parâmetro K específico que evoluirá ao longo do período de acordo com a inflação, tal como o de Portugal continental.

Quadro 11-2 - Parâmetros do Incentivo ISI para Portugal continental em 2022

| Parâmetros ISI | 2022 |
|----------------|------|
| K (euros) | 5,21 |
| T (anos) | 8 |

Fonte: ERSE, E-REDES

Quadro 11-3 - Parâmetros do Incentivo ISI para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022

| Parâmetros ISI | 2022 |
|----------------|------|
| K (euros) | 5,29 |
| T (anos) | 8 |

Fonte: ERSE, EEM

Fonte: Documento «Parâmetros» da proposta de TeP 2022

7. O CT concorda com a proposta da ERSE.

J.2. Incentivo à gestão otimizada dos CAE – revisão dos limites

1. A redução gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, associada ao fim da vigência de ambos os contratos - novembro de 2021 para a Tejo Energia (Central do Pego) e primeiro trimestre de 2024 para a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro), levou a ERSE a publicar a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabeleceu o novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também designado I_{CAE} , em vigor a partir do ano de 2021.
2. Antes da publicação da referida Diretiva, a ERSE auscultou os diferentes agentes com interesse no setor elétrico, tendo o CT feito as seguintes recomendações:

“a. Promoção pela ERSE, em estreita articulação com o Governo, de um plano que inclua todos os aspetos e custos relacionados com a cessação dos CAE a par da atividade da própria REN Trading.

b. Revisão do incentivo no sentido da aproximação do intervalo temporal para determinação da percentagem de horas associada ao parâmetro $pmdx n$, nos termos sugeridos neste parecer, através da média dos valores associados aos anos de 2017 a 2019.

c. Apuramento de todos os custos da REN Trading permitindo avaliar da suficiência do incentivo.

d. A utilização do 1.º semestre de 2021 para monitorização da metodologia agora proposta de revisão do incentivo, recomendando que a ERSE apresente ao CT uma análise que ateste a calibração definitiva do incentivo a aplicar à gestão do CAE da Turbogás.”



3. Para dar resposta a esta recomendação do CT, a ERSE levou a cabo durante o ano de 2021 uma ação de fiscalização conducente a um melhor entendimento sobre o funcionamento da empresa, a organização dos seus recursos e os respetivos custos.
4. Através da análise dos elementos recolhidos nesta ação de fiscalização, a ERSE refere ter concluído que:
 - os custos de funcionamento da REN Trading não têm uma conexão direta com cada um dos CAE geridos pela empresa, existindo vários custos que são comuns e indivisíveis por central, o que faz com que a estrutura de custos seja, no essencial, fixa;
 - os ganhos de eficiência nos recursos prospetivados até ao término do CAE da Tejo Energia, e após esse momento, deverão ser suficientes para que os custos de funcionamento se situem abaixo do limite mínimo definido para o incentivo em 2021 (1 milhão de euros);
 - nos anos de 2022 e 2023 os custos de funcionamento poderão vir a situar-se acima do limite mínimo do incentivo (750 milhares de euros), dependendo da evolução da litigância com as centrais e dos custos associados à mesma;
 - no que respeita ao limite máximo do incentivo, nos anos de 2021 (2,5 milhões de euros) e de 2022 e 2023 (1,5 milhões de euros), o valor ficará acima dos custos de funcionamento da REN Trading;
 - no ano de 2024 deverá observar-se uma insuficiência dos montantes do incentivo face aos limites mínimo e máximo atualmente definidos para esse ano (250 e 500 milhares de euros, respetivamente), designadamente se for mantida a estrutura de pessoal e os custos associados a litigância se mantiverem nos níveis atuais;
 - a litigância atual e emergente poderá implicar a prorrogação da atividade da empresa, o que implicará o reconhecimento de custos de funcionamento da REN Trading em 2025, se não for possível o encerramento das contas da REN Trading e de todos os processos de litigância com as centrais até ao final de 2024.
5. Tomando em consideração as preocupações manifestadas pelo CT, aquando do processo de revisão do incentivo, quanto ao risco dos limites do incentivo puderem ser insuficientes para cobrir alguns custos, a ERSE manifesta, na sua proposta, a intenção de avaliar regularmente a evolução dos custos e dos montantes do incentivo obtidos com a formulação e parâmetros propostos, de modo a verificar se o equilíbrio económico e financeiro da atividade regulada desenvolvida pela REN Trading se encontra assegurado.
6. O CT regista que a ação de fiscalização referida permitiu clarificar aspetos da estrutura de custos e do funcionamento da empresa que se revelaram importantes para adaptar a abordagem regulatória da ERSE à REN Trading nos próximos anos. Neste sentido, a ERSE propõe adotar as seguintes medidas:
 - Atenta a incerteza e natureza variável associada aos custos com a constituição dos painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE, bem como dos custos de assessoria jurídica para representação e defesa da REN Trading nos mesmos, a ERSE propõe serem aceites fora do âmbito de aplicação do incentivo;
 - Com a aplicação da medida anterior fica assegurado que o limite mínimo fixado atualmente para os anos de 2022 e 2023 (750 milhares de euros) é suficiente para a cobertura dos custos de funcionamento (no essencial, custos com pessoal e FSE associados a sistemas de informação), pelo que a ERSE propõe manter nestes anos o limite mínimo;
 - Os limites mínimo e máximo do incentivo em 2024 (250 e 500 milhares de euros, respetivamente) foram calibrados no pressuposto de que a atividade da empresa se desenvolveria num período



de tempo limitado, coerente com a vigência do CAE da Turbogás que termina em março de 2024. Contudo, caso a atividade da REN Trading se prolongue neste ano por motivos de litigância, deixa de fazer sentido associar os valores obtidos com o incentivo, e os seus limites, aos custos de funcionamento da empresa, uma vez que a sua atividade deixa de estar orientada para a otimização das receitas das centrais, que é subjacente à conceção do incentivo. Neste contexto, a ERSE propõe que na preparação do exercício tarifário de 2024 se avalie a necessidade de uma eventual prorrogação da atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE em vigor nesse momento;

- À semelhança do descrito no ponto anterior, na preparação do exercício tarifário de 2025, a ERSE avaliará, novamente, a necessidade a prorrogar a atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE ainda sem decisão, com a correspondente previsão de custos até ao seu encerramento.
7. No enquadramento apresentado, o CT considera a proposta da ERSE equilibrada, recomendando que o Regulador acompanhe os processos litigiosos, de forma a antecipar os eventuais desenvolvimentos de prorrogação da atividade da REN Trading no pós 2024.

IV

DIVERSOS

Nos pareceres que emite em relação à proposta de tarifas e preços da energia elétrica que anualmente a ERSE publica, o CT tem mantido sob observação um conjunto de aspetos, objeto de leis da República, que oneram a fatura de eletricidade de todos os consumidores.

São disso exemplo:

- o IVA na fatura da eletricidade,
- a contribuição audiovisual (CAV),
- os saldos de gerência.

Não estando no âmbito da ERSE qualquer intervenção direta nestes temas, o CT entende ser seu dever insistir nas matérias em apreço, admitindo que a sua reiterada e fundamentada opinião possa ter eco nas autoridades competentes.

1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

O Decreto-Lei 74/2020, de 24 de setembro, que entrou em vigor em 2021, veio permitir a aplicação de uma taxa de IVA reduzida a algumas instalações de utilização, aplicação dependente do binómio potência contratada – energia consumida. O CT considera que a aplicação resultante da metodologia legalmente definida não se sustenta em princípios de equidade. Com efeito, aquele desiderato é atingido, apenas e só, se a um serviço público essencial se aplicar a taxa reduzida de IVA, retomando a trajetória anterior a um período fortemente perturbado da vida económica e financeira do País, considerado ultrapassado.

2. Contribuição para o audiovisual (CAV)

1. A Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, determinou que a cobrança da designada contribuição para o audiovisual (CAV) fosse consubstanciada através da fatura de eletricidade, desconsiderando a inexistência de lógica funcional entre um serviço público essencial, o fornecimento de eletricidade, e o serviço de rádio e televisão prestado por uma empresa pública.
2. A prática vigente constitui uma distorção à correta transmissão dos custos do serviço público essencial de eletricidade aos consumidores ligados em BTN.



3. Assim, afigura-se imprescindível que a CAV, a existir, passe a ser cobrada pelos operadores do serviço de TV por subscrição, esperando o CT que o poder legislativo acolha esta sugestão.

3. Saldos de gerência

1. Nos seus pareceres de 2019 e 2020, relativos às correspondentes propostas de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços apresentadas pela ERSE, o CT expressou que não estava devidamente considerada a devolução às tarifas dos saldos de gerência, nos termos do Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho e em conformidade com os Estatutos da ERSE (n.º 6 do Art.º 50º, do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho) e a Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com Funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo (Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto).
2. Importava assim garantir a devolução destes saldos às TAR, a favor dos clientes de eletricidade e de gás, na proporção das contribuições cobradas. A proposta da ERSE, objeto do presente parecer, considera a devolução de valores dos saldos de gerência e propõe que essa devolução se efetive na proporção acima referida, decisão que merece o reconhecimento do CT.

V

RECOMENDAÇÕES

No parecer que emitiu, em 16 de novembro de 2020, sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021” o CT apresentou um conjunto de recomendações que, de forma genérica, foram pela ERSE integradas no documento final ou, não sendo o caso, foi explicitada a razão da sua não consideração.

No presente parecer, o CT renova um conjunto de recomendações já constantes de outros pareceres anteriores, e elenca outras, que estima de grande oportunidade, para desejável consideração pela ERSE, como se segue:

1. Garantir uma boa articulação com as empresas reguladas no decurso da elaboração das propostas, de forma a assegurar que toda a informação disponível é do conhecimento geral em momento oportuno e que se clarifiquem, em tempo útil, as questões eventualmente pendentes.
2. Efetuar uma análise de mercado no âmbito da taxa de remuneração das atividades de TEE e DEE do Continente e das RA, que englobe a comparação com outros países, tendo em vista garantir um valor adequado que viabilize a realização dos investimentos necessários nas redes, em particular no atual contexto da transição energética.
3. Revisitar os pressupostos considerados para a determinação da taxa de remuneração e do mecanismo de indexação, que possam eventualmente comprometer a sustentabilidade das empresas e a sua capacidade para financiarem os investimentos necessários para o sistema, observada a criticidade do atual contexto de transição energética.
4. Rever a parametrização do mecanismo de partilha de ganhos e perdas no sentido de o focar na partilha da rentabilidade real, calibrando-o pelos ganhos e gastos reais decorrentes do exercício das atividades de TEE e DEE, e assegurar coerência na parametrização do mecanismo aplicável às duas atividades.
5. Interagir com a ANACOM de molde a solucionar a questão dos proveitos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, fixando uma adequada repartição entre concedentes, concessionários e tarifas.



6. Publicar, para as funções desempenhadas pelos ORDbt, duas tarifas distintas, a saber:
 - a. uma relativa à função de operação de rede,
 - b. outra relativa à função de CURbt.
7. Publicar um Regulamento específico para as funções dos ORDbt.
8. Avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.
9. Rever o "mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização", previsto no artigo n.º 162 do RT em vigor, para que deixe de monitorizar as variações do custo de aquisição de energia do CUR em valor absoluto e passe a monitorizá-las considerando um desvio de referência definido como um valor percentual, de forma a assegurar o equilíbrio do mercado.
10. Rever o pressuposto da proposta que considera a substituição do serviço de interruptibilidade pelo serviço de Banda de Reserva de Regulação no mercado de serviços de sistema, ao considerar para o CUR o acréscimo destes custos, por forma a manter um *level playing field*.
11. Rever a classificação da extinção do regime de interruptibilidade como "medida mitigadora", pelo facto dos custos a ele associados continuarem a ser suportados pelos utilizadores do sistema, ainda que através do novo processo estabelecido para a banda de regulação.
12. Reanalisar a estrutura tarifária da EGME à data da revisão tarifária, tendo por base a evidência de que uma tarifa apenas baseada em carregamento penaliza os UVE de menor capacidade.
13. Estabelecer o princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa EGME de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados.
14. Considerar os custos de investimento na aquisição e manutenção de veículos, bem como os custos com eventuais carregadores nas habitações, caso a ERSE entenda manter a comparação entre veículos com diferentes opções de motorização.
15. Fechar definitivamente a questão da parcela de acerto da revisibilidade dos CMEC de 2017, por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, relativamente a valores ou encargos determinados posteriormente por falta da oportuna homologação.
16. Incluir nos proveitos permitidos, durante este período de regulação e para permitir uma transição adequada do extinto IREI, uma componente transitória, a extinguir em 2025, que não tenha um valor nulo como atualmente é proposto.
17. Acautelar no proveito permitido da comercialização o reconhecimento dos custos dos fornecimentos supletivos que impactam as operações comerciais do CUR.
18. Enquadrar como repasse tarifário nos respetivos modelos de gestão económica os encargos do ORD e do GGS com a gestão de riscos e garantias no SEN.
19. Minimizar quaisquer agravamentos da distorção das TVCF face à tarifa aditiva para que o processo de convergência das RA siga a sua trajetória expectável, visando atingir a aditividade plena.
20. Interagir com as empresas reguladas concedendo-lhes um período mais alargado para a análise do estudo referente à aquisição eficiente de combustíveis nas RA, e ponderar a adoção de um período de transição.
21. Anular a duplicação que decorre da aplicação de um fator de eficiência de 1,5% ao TOTEX, por o mesmo fator já estar considerado no CAPEX relativamente aos projetos de investimento 2022-2025, apresentados pelo ORT, e rever o peso das componentes fixa/variável para valores mais próximos do valor fixo efetivamente verificado.



22. Adotar uma posição de compromisso razoável no que respeita à partilha de encargos de indemnizações e de processos judiciais decorrentes de incidentes fortuitos nas redes elétricas.
23. Integrar e rever, no domínio dos parâmetros das perdas nas redes, os seguintes aspetos:
 - a. os fatores não controlados pelo ORD, na componente 1, nomeadamente o aumento da produção distribuída para os próximos anos, em particular para 2024 e 2025;
 - b. que o declive da componente 3 esteja indexado ao preço de mercado, de forma a conferir-lhe um peso superior ao da componente 1, assegurando que a conjugação de ambas não resulta num incentivo incremental superior ao preço da energia;
 - c. o valor central de partida da componente 3 que deve estar em linha com o histórico de perdas recente.
24. Insistir junto dos poderes legislativos, no sentido de:
 - a. Ser criada legislação que tenha em atenção a proposta apresentada pela ERSE que visa enquadrar e punir o furto e a fraude de energia;
 - b. Ser concretizada a aplicação da taxa de IVA reduzida;
 - c. Assegurar que a CAV deixe de ser integrada nas faturas do fornecimento de eletricidade em BTN e passe para as faturas do serviço de TV por subscrição.

VI

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2021, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2021.

Nos termos do Regulamento da Mobilidade Elétrica o CA submeteu a parecer do CT, no dia 15 de outubro de 2021, a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025”, tendo o CT emitido os seus comentários e recomendações no ponto G.6 do seu parecer à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025”.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2022 e os parâmetros para o período de regulação 2022-2025.

Tomando em consideração os comentários e sugestões do CT, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova também as tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025” e respetivos documentos complementares, e do documento “Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025”, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT. Não são tecidas observações sobre os pontos do parecer do Conselho Tarifário que caracterizam e analisam a evolução de matérias relevantes da proposta tarifária de forma factual e que não incluam recomendações.

I

GENERALIDADE

B. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS E DOSSIER DE IMPRENSA

A ERSE regista a recomendação do CT no que diz respeito à identificação da metodologia utilizada para calcular o impacto médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre e o receio que a referência à “diminuição de cerca de 35% na fatura final” possa induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura.

Conforme referido pelo CT as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações entre o cliente e o comercializador. Contudo, as tarifas de acesso às redes condicionam os preços praticados pelos comercializadores, uma vez que são aplicadas diretamente aos comercializadores que, por sua vez, as transmitem aos consumidores finais nas faturas de fornecimento.

A inclusão desta análise no comunicado da proposta de tarifas e preços, referida como «em termos médios» nas tarifas de acesso às redes para o mercado livre, teve como objetivo informar os clientes finais em mercado livre, onde se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto da variação da tarifa de acesso às redes na fatura de eletricidade.



Face à recomendação do CT a ERSE irá reformular o comunicado, tornando claro que o referido impacto é calculado face ao nível de preços observado no mercado regulado em 2021.

II

ESPECIALIDADE

C. RENDIMENTOS ESTIMADOS DO SEN EM 2022

A ERSE regista a preocupação do Conselho Tarifário, salientando que é sua prática acompanhar a evolução dos mercados de energia e monitorizar a tendência de evolução das variáveis com impacto no cálculo tarifário. Em particular, os potenciais impactos na tarifa de Energia dos desvios entre os preços verificados nesses mercados e os previstos aquando da definição das tarifas anuais são avaliados trimestralmente nos termos do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

D. DESVIOS VERIFICADOS EM 2021 E AJUSTAMENTOS DE 2020

Qualquer exercício de previsão de variáveis tão complexas como as que suportam o cálculo dos proveitos permitidos gerará, inevitavelmente, desvios. Tendo consciência desta inevitabilidade partilhando as preocupações do Conselho Tarifário a ERSE desenvolveu vários mecanismos regulatórios com vista a diminuir os impactos destes desvios na estabilidade tarifária.

Assim, os ajustamentos aos proveitos previstos no Regulamento Tarifário permitem fazer o acerto final aos proveitos de cada operador, tendo em conta as faturas reais obtidas e os custos de exploração e com investimentos, efetivamente aceites pela ERSE em cada ano. O Regulamento Tarifário prevê também que, ao nível das atividades que, pela sua natureza, estão sujeitas a uma maior instabilidade dos proveitos permitidos sejam efetuados ajustamentos provisórios aos valores estimados para o ano em curso (ano t-1), permitindo antecipar a correção de algumas diferenças entre os valores previstos nas tarifas desse ano e as melhores estimativas. É ao nível das atividades que recuperam os custos de interesse económico geral (CIEG), com natureza política, que atuam as medidas mitigadoras. Estas medidas são determinadas, por um lado com as melhores previsões efetuadas pela ERSE quando têm um carácter ordinário, como as que decorrem do Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO² (CELE), e por outro, com indicação por parte do Governo dos valores estimados transferir para redução das tarifas de cada ano quando têm um carácter extraordinário. Neste caso, a ERSE incorpora nas tarifas os valores comunicados, na expectativa que os mesmos sejam efetivamente transferidos para o sistema. Dentro das suas competências, a ERSE efetua junto dos órgãos Governamentais responsáveis, as diligências para a efetiva transferência dos montantes previstos e estimados. Note-se ainda que, embora se verifiquem desvios ao nível das medidas mitigadoras nos anos de 2020 e 2021, a magnitude do desvio do valor global das medidas mitigadoras não é determinante para o valor dos ajustamentos repercutidos nas tarifas de 2022, os quais são justificados maioritariamente pelos desvios do preço de energia elétrica em 2021, devido à volatilidade nos mercados grossistas.

E. TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2022

O CT destaca a análise da ERSE efetuada às principais variáveis associadas à definição do *spread* de 2021. Nesta análise observou-se a estabilização das *yields* das empresas em 2021 em níveis baixos e a expectativa de manutenção de taxas de juro de curto prazo, mesmo num contexto de aumento da pressão inflacionista.

O reconhecimento pelo CT da análise realizada reforça a decisão da ERSE de considerar um *spread* 0,50p.p na taxa de juro aplicada aos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021.

F. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

A ERSE regista a preocupação do Conselho Tarifário, salientando que os exercícios de previsão realizados, para as diferentes variáveis, nomeadamente as variáveis dos custos de energia, são feitos com base na



informação disponível à data. Desta forma, a evolução prevista dos preços das diferentes *commodities* estão incorporadas nos cálculos tarifários, em cada ano.

Contudo, e tal como referido anteriormente, os desvios que virão, inevitavelmente, a ocorrer, ao nível do custo de energia elétrica, são tidos em consideração ao longo do ano, através da monitorização trimestral da tarifa de Energia, prevista no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

No que respeita à substituição do regime de interruptibilidade pelo mecanismo de Banda de Reserva de Regulação, importa esclarecer que a ERSE refere que este novo mecanismo “*não terá incidência tarifária direta, por ser repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema*”, cujo sentido é de que não existirá uma rubrica de custos a repercutir nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes que substitua os custos com o anterior regime de interruptibilidade.

Não obstante, na sua previsão do custo unitário médio de aquisição do CUR para os fornecimentos a clientes no ano de 2022 (105,50 EUR/MWh, vide quadro 2-6, do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico»), a ERSE assumiu a existência de custos associados aos serviços de sistema, onde se incluem os custos deste mecanismo.

Deste modo, a ERSE considera que os pressupostos assumidos na previsão do custo de aquisição do CUR para 2022 não lhe conferem “*vantagem competitiva*” face aos comercializadores em regime de mercado, como referido pelo CT no seu parecer, considerando existir o mesmo “*level playing field*” para todos os comercializadores retalhistas.

G. TARIFAS REGULADAS EM 2022 NO CONTINENTE E NAS RA

G.4. TARIFA SOCIAL

Para um melhor esclarecimento dos consumidores domésticos que usufruem da tarifa social e aos quais é aplicada a tarifa social de acesso às redes, a ERSE irá introduzir um texto explicativo junto do quadro 4-58– Preços da tarifa social de acesso às redes, no documento final de «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025», tal como sugerido no Parecer do CT. Nessa nota explicativa a ERSE irá mencionar que a tarifa social de acesso às redes irá ter um valor negativo no ano de 2022, resultado das tarifas aprovadas, mas que a fatura final dos clientes vulneráveis que usufruem da tarifa social terá valores positivos pois a mesma resulta do somatório da componente de acesso às redes e da componente de energia, tendo esta último um peso superior.

G.6. TARIFAS EGME

O CT alerta que o aumento do peso das tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico (UVE) pode desincentivar o desenvolvimento da mobilidade elétrica de particulares. Salienta, também, que, dada a sua natureza de custo fixo por carregamento, o peso das tarifas da EGME é tanto maior quanto menor for a energia consumida num determinado carregamento.

A ERSE considera importante distinguir dois conceitos: i) o desenvolvimento da mobilidade elétrica *lato sensu* e ii) a evolução da rede pública da mobilidade elétrica (rede Mobi.E). Efetivamente, um aumento do preço final pago pelos UVE quando o carregamento é realizado na rede Mobi.E pode condicionar o comportamento dos UVE e, com isso, a procura da rede pública (em número e duração dos carregamentos e/ou em energia consumida). Todavia, tal não implica, necessariamente, que a procura por soluções de mobilidade com base em veículos elétricos seja atenuada, uma vez que os UVE dispõem de alternativas, nomeadamente o carregamento em casa ou em espaços privados (por exemplo, em pontos de carregamento disponibilizados por empresas aos seus colaboradores).

Especificamente no que se refere à rede Mobi.E, essas alterações comportamentais não são forçosamente negativas, uma vez que uma maior preocupação dos UVE com os custos a suportar pode levar a decisões mais racionais na utilização da rede, nomeadamente um maior cuidado na seleção dos comercializadores



para a mobilidade elétrica (CEME), bem como dos pontos de carregamento, quer no que se refere à adequação das características técnicas dos pontos às características técnicas do veículo, quer no que se refere aos tarifários dos pontos de carregamento disponibilizados pelos operadores de pontos de carregamento (OPC).

De assinalar que, em 2022, as tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica foram construídas de modo a melhor sinalizar a utilização das redes, com um preço em horas de vazio ainda mais favorável ⁶². Este facto contribui também para que os CEME possam construir preços que permitam que os UVE acomodem os eventuais impactos do aumento das tarifas da EGME.

Refira-se, ainda, que a ERSE partilha das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao impacto desta tarifa no preço final de carregamento. Contudo, na definição das tarifas para 2022 a ERSE deve ponderar não apenas o impacto do aumento do peso das tarifas da EGME no preço final pago pelos UVE, mas também o efeito de um diferimento de proveitos na sustentabilidade económico-financeira da EGME, bem como a possibilidade de recuperação futura dos proveitos eventualmente diferidos, isto é, o risco de criação de um desequilíbrio financeiro sistémico.

Assim, tendo em conta que a atividade da EGME não constitui um monopólio natural, existindo outras alternativas de carregamento além da rede Mobi.E (por exemplo, o carregamento em casa) e que os custos da EGME se têm revelado difíceis de estimar, neste exercício tarifário a ERSE considera mais adequado privilegiar o princípio do utilizador-pagador e a não criação de dívida, contribuindo desta forma para a sustentabilidade do setor.

Em relação ao comentário acerca do peso das tarifas da EGME ser tanto maior quanto menor for a energia consumida por carregamento, a ERSE concorda que a existência de preços com componente fixa por carregamento impacta no preço unitário. No entanto, o exercício de cenarização da ERSE não teve (nem consegue ter) em conta as opções de desenho de preços de CEME e de OPC, pelo que os cenários de impactos são, de algum modo, majorantes desses impactos.

Efetivamente, os CEME e os OPC não têm a obrigação de repassar o custo das tarifas EGME através da mesma variável de faturação. As tarifas da EGME são um custo de operação destes agentes, como quaisquer outros que permitem a sua atividade. Assim, no limite, o custo das tarifas da EGME pode ser variabilizado por CEME e OPC nos preços oferecidos aos seus clientes.

De resto, importa assinalar que, embora alguns OPC tenham atualizado os seus preços com termos fixos após o início da aplicação de tarifas da EGME em 2021, é um facto que já anteriormente existiam pontos de carregamento que incluíam termo fixo nos preços praticados a UVE. Assim, embora a ERSE compreenda a questão de que a existência de termos fixos penaliza os UVE de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME.

Ainda sobre a estrutura tarifária, o CT alerta que o indutor selecionado não promove uma utilização ótima dos pontos de carregamento, na medida em que não incentiva os utilizadores a limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, num cenário de escassez de postos. Recomenda que a ERSE analise a possibilidade de adoção de outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou tempo, mantendo uma estrutura monomial. Adicionalmente, recomenda que seja equacionada a imputação de custos que desincentivem a ocupação do posto, após concluído o carregamento do veículo elétrico.

Sobre este aspeto, as competências da ERSE na regulação económica do setor da mobilidade elétrica circunscrevem-se à atividade da EGME. A atividade de OPC não é regulada *ex-ante* através da aprovação

⁶² No seguimento da reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico, as tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica foram construídas tendo em conta a diferenciação dos preços de energia por período horário, aquando da conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa. Para mais informações, 2022. consultar o documento de estrutura tarifária do setor elétrico em 2022.



de proveitos e tarifas, pelo que cabe a cada OPC determinar a estrutura de preços que permite traduzir melhor a utilização das suas infraestruturas (pontos de carregamento) em preços adequados aos UVE. É entendimento da ERSE que é no foro da atividade - não regulada *ex-ante* - dos OPC que se enquadram as questões relativas à utilização ótima dos pontos de carregamento, nomeadamente as do exemplo citado de pontos de carregamento ocupados, mas sem carregamento efetivo do veículo elétrico.

Acresce que a atividade da EGME não é equiparável à atividade dos OPC. A EGME presta serviços de gestão de informação necessária a faturação entre agentes do setor (dados relativos aos fluxos de energia e aos fluxos financeiros). Ainda que as tarifas da EGME fossem integralmente repassadas aos UVE, o preço teria que sinalizar a utilização da rede de dados pelos agentes (n.º de transações de dados, p.e.), e não a utilização dos pontos de carregamento. Conforme referido, espera-se que esse sinal da utilização dos pontos de carregamento (incluindo a estrutura de preços) seja dado pelos preços praticados pelo OPC.

O CT recomenda que a ERSE estabeleça um princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, de modo a aumentar a transparência dos preços finais praticados e por esta ser independente do próprio CEME.

Atualmente, o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) ⁶³ estabelece que os CEME devem assegurar que a faturação ao UVE discrimina os seguintes montantes: a) carregamento do veículo elétrico; b) utilização dos pontos de carregamento; c) outros serviços que possam ser prestados; d) Taxas e impostos [art.º 13.º, n.º 2]. Assim, o custo para o UVE associado à utilização dos pontos de carregamento é obrigatoriamente autonomizada na fatura. Este montante inclui a tarifa EGME aplicável ao Operador de Pontos de Carregamento (OPC). Do mesmo modo, o montante relativo ao carregamento também inclui a tarifa EGME aplicável ao CEME (além de incorporar as tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica).

A ERSE concorda com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE. Todavia, o conteúdo da fatura aos UVE deve também responder a objetivos de simplicidade, tanto mais relevantes num setor recente. Tendo em atenção o parecer do CT, a ERSE considera que este é um debate que deve ser realizado numa próxima consulta pública relativa ao Regulamento da Mobilidade Elétrica.

Por último, o CT reforça que a comparação com outras opções de motorização tem limitações, por não considerar custos de investimento na aquisição e manutenção dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações. Refere que a análise deveria ser realizada numa ótica de custo do ciclo de vida ou, na sua impossibilidade, limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.

A ERSE concorda com as limitações apontadas, tendo-as assinalado na proposta. Ainda assim, considera que o exercício é relevante. Por exemplo, no caso dos atuais UVE (que já detêm o veículo elétrico), há aqueles que já fizeram o investimento na instalação de carregadores na habitação ou que têm acesso a esses carregadores (por exemplo, no local de trabalho), pelo que a comparação apresentada é a que reflete a sua situação presente. Do mesmo modo, no caso de atuais UVE que também disponham de um veículo com motor de combustão interna, a comparação também é válida, a menos de diferenças nos custos de manutenção. Quanto às restantes situações, a comparação pode servir, ainda assim, para complementar outra informação relevante, como por exemplo, custos de aquisição de veículos.

H.1. DIFERENCIAL DO CUSTO DA PRE

A ERSE regista o reconhecimento pelo CT da complexidade associada às previsões utilizadas nos exercícios tarifários, em particular a previsão do diferencial de custo da PRE por depender de múltiplas variáveis, nomeadamente as quantidades e preços de aquisição de energia aos PRE, os preços do mercado grossista

⁶³ [Regulamento n.º 854/2019](#), de 4 de novembro, alterado pelo [Regulamento n.º 103/2021](#), de 2 de fevereiro. [Versão consolidada](#).



e as medidas mitigadoras afetas a este CIEG. No entanto, salienta-se que o texto escrito pela ERSE nos documentos do exercício tarifário de 2021, que foi transcrito pelo CT no ponto H.1.5, dizia respeito às variáveis de previsão das quantidades e preços de aquisição aos produtores em regime especial com remuneração garantida, que afetam o custo total de aquisição a estes produtores, constatando-se que os desvios observados nessas quantidades e preços face ao previsto no exercício tarifário de 2021 foram pouco expressivos (inferior a 3% em 2021 e inferior a 1% em 2020) e tiveram pouco impacto no ajustamento de 2021.

Em suma, importa sublinhar que a redução ocorrida no diferencial de custo da PRE de 2021 que motivou o avultado ajustamento desse ano repercutido nas tarifas de 2022 é quase integralmente justificada pela alteração das receitas obtidas pelo CUR na venda da PRE, em resultado do desvio por excesso do preço de mercado e não se deve a desvios associados a uma previsão incorreta das quantidades e preços de aquisição aos produtores em regime especial com remuneração garantida.

H.2. CUSTOS DOS CMEC

A ERSE apenas pode considerar no valor dos CMEC a revisibilidade anual após a homologação do valor final pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Assim, e tal como já mencionado na resposta ao parecer do Conselho Tarifário relativo às tarifas para 2021, no caso particular da revisibilidade anual de 2017, uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, a repercussão desse montante não foi naturalmente considerada nas tarifas de 2022.

H.5. REPARTIÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO OU TIPOS DE FORNECIMENTO

O CT assinala a evolução atípica dos CIEG na proposta de tarifas para 2022, face ao histórico, os quais passam a representar, globalmente, um benefício líquido para o sistema elétrico nacional. O CT refere a acentuada assimetria na repartição dos CIEG, por nível de tensão da proposta de tarifas para 2022, assinalando, nomeadamente, que, no caso das tarifas de acesso às redes em MAT, AT, MT e BTE, em 2022, os CIEG passam a contribuir para a redução do seu preço médio, enquanto que em BTN os CIEG ainda se mantêm como um custo para estas tarifas, embora em muito menor proporção que em exercícios anteriores.

Pese embora as referidas diferenças, importa assinalar que as tarifas de venda a clientes finais em 2022 apresentam estabilidade tarifária para os consumidores de BT. Refira-se que esta estabilidade tarifária na BT é conseguida sem necessidade da aplicação de medidas governamentais, uma vez que o Despacho conjunto do Ministério das Finanças e do Ministério do Ambiente e das Alterações Climáticas imputa as receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da contribuição extraordinária sobre o setor energético e do imposto sobre produtos petrolíferos, assim como os saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, exclusivamente aos consumidores de MAT, AT e MT. Estas receitas perfazem um valor global de 508 Milhões de euros, que contribuem para reduções das tarifas de acesso às redes mais acentuadas nestes níveis de tensão, compensando em parte os agravamentos da componente de energia.

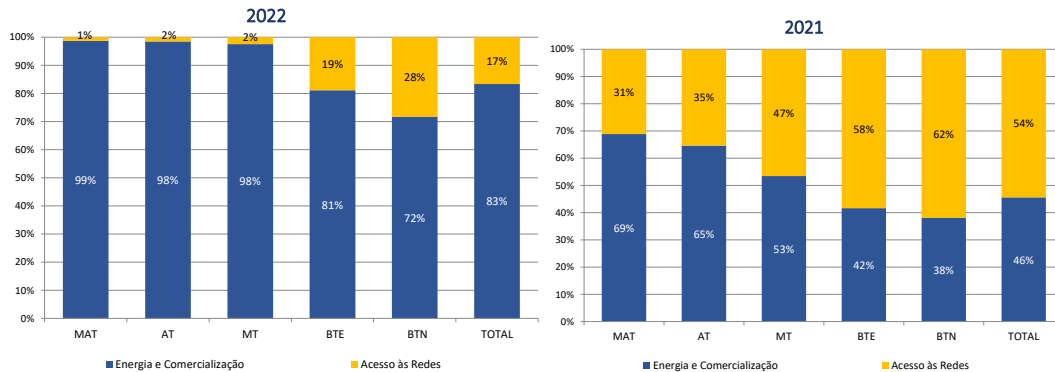
Efetivamente é nestes níveis de tensão que a componente de energia assume um peso predominante (figura 1), pelo que os consumidores industriais são os mais impactados pela subida de preços no mercado grossista, permitindo estas receitas adicionais mitigar os acréscimos tarifários observados por estes consumidores.

A estabilidade tarifária na BT resulta do aumento dos preços de energia no mercado grossista, que possibilitaram uma redução do diferencial de custos da produção em regime especial e do diferencial de custos dos CAE. Assim, apesar de haver uma quase manutenção dos preços para estes consumidores, há uma alteração substancial da estrutura de pagamentos entre a componente de energia e a componente de acesso às redes (figura 1). A correção dos preços elevados no mercado grossista para os níveis historicamente observados irá traduzir-se na reposição da estrutura de pagamentos de 2021, não



colocando em causa a sustentabilidade do nível tarifário para as famílias, dado que estes consumidores não são afetados pelo reforço das medidas governamentais nas tarifas de 2022.

Figura 1 - Estrutura preço médio da tarifa aditiva de referência



K. MEDIDAS MITIGADORAS DO SEN

A ERSE no cálculo tarifário tem considerado as medidas mitigadoras previstas na legislação em vigor, as quais, tal como reconhecido pelo próprio CT, se encontram fora do âmbito das decisões diretas da ERSE. De forma a evidenciar o valor e a natureza de cada uma das medidas mitigadoras, é apresentado no documento de tarifas uma tabela com o resumo das mesmas. Registe-se que no exercício tarifário anterior, a ERSE já tinha acolhido a recomendação do CT, ao incluir esta tabela no documento final de tarifas para 2021.

Como referido pelo CT, a alocação de um total de 508,5 milhões de euros exclusivamente aos fornecimentos em MAT, AT e MT, através do Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, é uma decisão eminentemente política, que a ERSE incorpora na sua decisão tarifária. Ao regulador cabe apenas constatar que essa alocação específica permite mitigar o efeito adverso dos preços elevados do mercado grossista nestes clientes. Como a tarifa de Acesso às Redes (TAR) representa em média um peso mais reduzido na fatura dos clientes em MAT, AT e MT, quando comparado com os clientes em BT, seria necessário haver uma maior redução percentual na TAR dos clientes em MAT, AT e MT para garantir uma maior estabilidade dos preços finais em todas as tipologias de clientes. De referir, ainda, que apesar desta alocação específica, a estimativa do preço médio de referência de venda a clientes finais continua a apontar para variações tarifárias mais elevadas nos clientes em MAT, AT e MT do que nos clientes em BT⁶⁴.

Quanto ao efeito referido pelo CT do mecanismo de Banda de Reserva de Regulação nos custos de aquisição de energia elétrica pelo CUR, remete-se a justificação para o comentário ao ponto F desta secção.

A proposta tarifária da ERSE apenas considerou os custos com o serviço de interruptibilidade do ano 2021 respeitantes aos acréscimos da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que são repercutidos no ano 2022 acrescidos de juros de acordo com o previsto neste diploma. Esta decisão deveu-se à anunciada revogação do regime de interruptibilidade (Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual), que se veio a confirmar com a publicação da Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro.

Esta portaria prevê a prorrogação de todos os contratos de interruptibilidade até ao fim de 2021, o que acabou por assegurar a coerência entre o período do regime legal de interruptibilidade e os valores anuais

⁶⁴ Ver secção 7.4 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».



utilizados para efeitos tarifários, designadamente do ano de 2021. A respeito dos acréscimos de custo de interruptibilidade referentes à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, a ERSE utilizou a estimativa da REN para 2021, a qual se encontra ligeiramente acima dos valores de anos anteriores, não se afigurando necessária a sua revisão.

A ERSE acolhe a sugestão do CT e a revogação do regime de interruptibilidade deixou de ser considerada uma medida mitigadora de custos do SEN e como tal deixou de constar no quadro 0-12 do documento «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

L. MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 DE JUNHO

A ERSE regista a concordância do Conselho Tarifário com a adoção de uma circunstância de prudência quanto ao valor previsional da receita tarifária, para 2022, decorrente da aplicação do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, adotando-se um valor nulo para o efeito. Em todo o caso, aproveita-se para expressar que as condições que contribuíram para esta abordagem para 2022 são manifestamente distintas das que se registaram em 2020 para a proposta e decisão sobre as tarifas e preços para a energia elétrica em 2021, nomeadamente quanto à estabilidade (existente em 2020) do quadro legal em Espanha, que afeta a aplicação do referido mecanismo.

M. PROVEITOS PERMITIDOS

M.3. PROVEITOS DA UGS

A ERSE reconhece que as tarifas para o ano de 2022 refletem uma realidade muito particular no que respeita aos efeitos conjugados dos preços de energia elétrica e dos montantes associados às medidas mitigadoras. Mas, tal como em todos os processos tarifários, e nas componentes com atuação direta da ERSE, os valores considerados nas tarifas traduzem as melhores previsões com base na informação disponível à data da preparação da proposta tarifária e, posteriormente, de publicação das tarifas.

Salienta-se, contudo, que nas atividades de rede as decisões da ERSE já permitem em boa medida alisar a evolução dos proveitos ao longo do período regulatório. No caso das atividades que repercutem os CIEG este alisamento é fortemente condicionado pelo quadro legal. No entanto, assinala-se que são as transferências entre custos de acesso e custos energia inerentes ao quadro legal e regulatório do SEN que, em certa medida, permitem alguma estabilidade nos preços finais de eletricidade pagos pelos consumidores portugueses. Ainda assim, importa sinalizar que numa situação futura em que os custos de acesso forem tendencialmente fixos (custos das redes e CIEG não dependentes do preço de eletricidade), a volatilidade dos preços nos mercados grossistas impactará de forma mais direta nos consumidores.

N. PROVEITOS PERMITIDOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

N.1. ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A ERSE interagiu com o operador da rede de transporte, avaliando não só a informação recebida no âmbito do reporte de informação para feitos tarifários, previsto no Regulamento Tarifário, como também a informação solicitada adicionalmente, relacionada especificamente com os custos relacionados com obrigações do gestor de sistema, incorridos no âmbito da aplicação da legislação europeia e fora do controlo do operador.

Contudo, tal como o Conselho Tarifário refere, estes custos envolvem uma complexidade, quer de reporte, quer de articulação decorrente das obrigações legislativas europeias, que implica uma metodologia de regulação muito particular na atividade de GGS. Esta metodologia subentende a avaliação em cada ano do nível de custos verificados e do nível de custos esperados para os anos seguintes. No entanto, a ERSE toma



boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o gestor de sistema, prévia à elaboração das propostas tarifárias.

N.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Em relação à alínea a) do ponto 2, a ERSE reviu a classificação dos projetos, e considera que existe um conjunto de obras, num total de 9,5 milhões de euros, que dizem respeito a intervenções em infraestruturas e não a gestão integrada da vegetação, e que, por isso, devem ser classificadas como custos com capital ou CAPEX⁶⁵. Deste modo, o montante a excluir da base de ativos regulados 2022-2025 deve ser de 33,7 milhões de euros, em vez dos 43,1 milhões referidos anteriormente pela ERSE.

No que se refere à alínea b) do ponto 2, a ERSE terá em consideração a recomendação do CT, se efetivamente se vierem a verificar os custos mencionados.

Em relação à alínea c) do ponto 2, face aos esclarecimentos remetidos à ERSE pelo operador da RNT após a proposta tarifária, a ERSE considera que a não individualização dos mesmos na proposta de PDIRT-E 2021 (apenas de modo agregado) está devidamente fundamentada e, por isso, este montante deve ser considerado na base de ativos regulados. A ERSE recomenda ainda que os projetos sejam incluídos de modo individualizado na versão final da proposta de PDIRT-E 2021, em apreciação pelo concedente.

Relativamente ao comentário do CT no ponto 3, foi efetuado um exercício de conciliação relativo aos projetos e montantes aprovados em sede de PDIRT-E 2017, e relativamente ao ano 2020, a ERSE considera que os montantes em causa estão incluídos no conjunto de projetos e obras apresentados no PDIRT E 2017, ainda que não apresentados de forma individualizada por obra, e que, por isso são considerados como aprovados 9,5 milhões de euros, do total de 10,9 milhões de euros aceites condicionalmente na proposta tarifária devendo ser incluídos na base de ativos regulados. Excetua-se um montante de 1,35 milhões de euros de investimento não específico relativo à obra de melhoria no sistema AVAC no edifício da sede REN (“EUA”).

Foi igualmente realizada uma análise a um conjunto de projetos num montante de 62,1 milhões de euros a concretizar até final de 2021, de acordo com informação previsional enviada à ERSE. Relativamente a estes investimentos, a ERSE também efetuou um exercício equivalente de reconciliação, concluindo que deste montante deve ser excluído um total de 31,6 milhões de euros:

- 176 mil euros de investimento não específico relativo à obra de benfeitorias, segurança e construção civil no edifício da sede REN (“EUA”);
- 1,54 milhões de euros de uma obra relativa á gestão integrada de vegetação, que pelas razões explicadas anteriormente não será considerada como CAPEX;
- 29,9 milhões de euros do projeto de investimento de expansão da rede relativo à linha a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e Trafaria, inicialmente com data prevista anterior a 2010, com adiamentos sucessivos, e cuja data de conclusão mais recente apontava para o final de 2021. No entanto, de acordo com os esclarecimentos prestados pelo operador da RNT à ERSE, e demais informações recolhidas pela ERSE sobre o projeto, este não entrará em exploração até final de 2021, e, por isso, não deve constar da base de ativos regulados desse ano.

Não obstante, estando este projeto aprovado pelo concedente em exercício autónomo anterior ao PDIRT-E 2017 aprovado, os respetivos custos de investimentos serão reconhecidos aquando da sua entrada em exploração.

⁶⁵ Do inglês, *capital expenditure*.



A ERSE conclui assim que, do montante inicial em análise (62,1 M€), apenas deve ser incluído na base de ativos regulados do ano 2021, um total de 30,5 milhões de euros, sem prejuízo de, apenas em 2022, se poder verificar os montantes efetivamente entrados em exploração durante 2021.

No que diz respeito à necessidade de um período alargado de preparação para operacionalizar o novo modelo de TOTEX (ponto 4), as questões levantadas pelo Conselho Tarifário, referidas neste ponto em particular, seriam sempre objeto de avaliação e discussão, com necessidade de recolha de informação, independentemente do momento de operacionalização do novo modelo de TOTEX, pois são questões que integram o processo de transição entre modelos de regulação distintos e com filosofias de aplicação significativamente diferentes.

Finalmente, em relação ao ponto 5, a ERSE terá em consideração a recomendação do CT, e procurará conciliar as práticas recomendadas pelo CT em futuros exercícios tarifários, no sentido de uma maior e tempestiva interação com o operador da rede de transporte, prévia à elaboração das propostas tarifárias, pelo que continuará a envidar os melhores esforços nesse sentido.

N.3. INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO (IMDT)

A ERSE reconhece a importância de existir um período de transição entre períodos de regulação, com vista a que a metodologia TOTEX seja implementada de forma consolidada. Com este objetivo, na proposta de proveitos e parâmetros submetida ao Conselho Tarifário, a ERSE procurou assegurar que o contexto regulatório vigente no momento da tomada de decisões de investimentos anteriores à aplicação da nova metodologia TOTEX esteja implicitamente vertido na nova base de custos. Deste modo, os investimentos entrados em exploração previamente à aplicação dessa metodologia terão no próximo período de regulação remunerações equivalentes às que lhes eram atribuídas à data. Por outro lado, os investimentos que entraram em exploração no âmbito do mecanismo de valorização dos investimentos da RNT a custos de referência mantêm o prémio de remuneração e o CAPEX correspondente a todos os investimentos entrados em exploração até 2021 não está sujeito a metas de eficiência no âmbito da metodologia TOTEX, atendendo ao modo como foi parametrizada. Assim, durante o próximo período de regulação as metas de eficiência apenas deverão incidir em 11% do custo com capital (CAPEX) da atividade de transporte de energia elétrica. Em paralelo, a ERSE procurou dar um maior peso à componente fixa dos proveitos, de modo a diminuir o risco na aplicação da metodologia do tipo TOTEX nesta fase ainda de transição.

A aplicação cautelosa da metodologia TOTEX no próximo período de regulação não pode, contudo, pôr em causa o estabelecido no Regulamento Tarifário em vigor. Enquanto o tratamento diferenciado dos ativos consoante tenham ou não entrado em exploração antes de 2021 está contemplado no Regulamento Tarifário, designadamente no número 4 do artigo 118.º, a manutenção da componente de valorização do equipamento em fim de vida útil, pretendida pelo Conselho Tarifário, não está prevista.

Em termos regulamentares, não existe assim margem para a inclusão dessa componente. Acresce que a metodologia TOTEX internaliza indiretamente os incentivos explícitos à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil. O objetivo e o alcance desses incentivos e da metodologia TOTEX são os mesmos. Ambos pretendem que a empresa defina uma política técnica e economicamente racional de investimentos, que não esteja previamente condicionada pela manutenção do nível de proveitos permitidos.

No entanto, a ERSE reconhece que a metodologia TOTEX, mesmo que aplicada a uma muito pequena parte dos investimentos remunerados no próximo período de regulação, marca uma viragem face às metodologias aplicadas até à data. Deste modo, a ERSE acolhe a necessidade de acautelar de forma mais significativa a transição entre períodos de regulação face à proposta de proveitos submetida a parecer do CT. Para tal, e sem pôr em causa o definido no regulamento tarifário em vigor, a ERSE reduziu ainda mais a componente variável dos proveitos permitidos (como é explicitado no ponto E.1 dos comentários aos parâmetros) e considerou nos proveitos permitidos, em antecipação ao desempenho que se alcançará, um



valor previsto claramente positivo a obter no âmbito do Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico (IMDT).

Assim, apesar do IMDT ser um mecanismo de natureza simétrica, a definição dos respetivos parâmetros poderá ajudar a assegurar alguma continuidade com o passado. De modo a expressar essa continuidade estabelece-se um valor esperado do IMDT para 2022 de 7,5 M€.

Em relação ao comentário constante do ponto 5, a aferição do indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação será efetuada pela ERSE, no cumprimento da sua obrigação de monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal, de acordo com as regras da Recomendação da ACER n.º 1/2019, que será concretizada através de um relatório anual da “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal” que publicará.

O apuramento do indicador de continuidade de serviço para efeitos de contabilização do novo incentivo à melhoria do desempenho técnico (IMDT), traduzido pelo Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), referido no ponto 6, não sofreu alterações face ao racional praticado no incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI). Pelo que, na determinação deste indicador se mantem a exclusão dos eventos excecionais, classificados como tal pela ERSE, bem como dos casos de clientes monoalimentados, salvo os que, por restrições da respetiva rede, não puderam requerer alimentação redundante e a energia não fornecida resulte de ação negligente do operador de rede.

O. PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O.2. DEVOLUÇÃO DE RECEITA DA UTILIZAÇÃO DE APOIOS BT

A ERSE toma boa nota das recomendações do CT. Recorde-se que, tal como no ano anterior, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição.

Em janeiro de 2020, a ANACOM colocou em consulta pública um projeto de regulamento sobre a metodologia para remuneração pelo acesso e utilização de infraestruturas, embora ainda não tenha sido publicada a decisão final. A ERSE aguarda, também, a receção de uma proposta formalizada que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que a ERSE possa vir a emitir o seu parecer vinculativo, nos termos e para os efeitos do artigo 19.º, n.º 4, conjugado com o n.º 3 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na redação vigente.

Essa metodologia deve evitar a subsidiação cruzada do setor das comunicações eletrónicas por parte do setor da energia elétrica, ou seja, deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

O.3. CUSTOS NÃO CONSIDERADOS NOS PROVEITOS

A ERSE compreende e acolhe os comentários do CT, reconhecendo que algumas das situações em causa (pagamento de indemnizações a clientes em BT e custos com processos judiciais) não podem ser evitadas em absoluto e que a prossecução da sua completa eliminação geraria custos acrescidos de operação, manutenção e de investimentos.



No entanto, a gestão de situações não previstas e apenas parcialmente controláveis integra a natureza das atividades reguladas, refletindo-se no risco de negócio dessas atividades, que é tido em conta pela ERSE nas diferentes vertentes da sua atuação. Assim, o facto do risco de negócio das atividades reguladas não ser nulo justifica que as taxas de remuneração aplicadas às infraestruturas dessas atividades sejam claramente superiores à taxa de juro sem risco.

Acresce que tal como refere o Conselho Tarifário, a não inclusão de parte dos custos desta natureza no cálculo dos proveitos permitidos permite que as empresas desenvolvam esforços para minimizar a ocorrência destas situações.

Assim, na definição da componente de OPEX⁶⁶ das bases de custos TOTEX das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica em AT/MT e em BT, a ERSE optou por adotar uma posição de compromisso, tal como recomendado pelo CT, considerando cerca de 50% dos custos com indemnizações e com processos judiciais ocorridos em 2019 e em 2020.

A ERSE considera que esta decisão deverá permitir incentivar as empresas a minimizarem a ocorrência deste tipo de situações de uma forma economicamente eficiente para o SEN.

P. ATIVIDADE DE COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE toma boa nota dos comentários e das recomendações do Conselho Tarifário sobre este tema, que procurarão ser respondidos de modo a permitir que o CT tenha um entendimento mais claro das metodologias regulatórias aplicadas ao comercializador de último recurso (CUR).

Em primeiro lugar, importa esclarecer que o equilíbrio económico financeiro da atividade de comercialização de último recurso, desde que gerida de forma eficiente, é monitorizado pela ERSE. Com vista a assegurar esse equilíbrio, desde o período de regulação que se iniciou em 2015 que a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos do CUR inclui uma componente de custos não controláveis fora da base de custos sujeita a metas de eficiência. Tal como referido pela ERSE, aquando da criação dessa componente, esta apenas deverá ser considerada nos proveitos permitidos do CUR quando está em causa o equilíbrio económico-financeiro da empresa. Com a informação disponível à data da publicação das tarifas para 2022, incluindo a associada ao fornecimento supletivo, não há qualquer evidência que esse equilíbrio possa ter sido posto em causa e que seja necessário incluir algum montante na componente de custos não controláveis. No entanto, caso a monitorização do desempenho económico e financeiro do CUR permita concluir que o equilíbrio da empresa esteja comprometido, a ERSE procurará repor esse equilíbrio através da componente de custos não controláveis.

No que respeita ao caso particular do fornecimento supletivo, refira-se que o facto de 60% dos proveitos permitidos variarem com o número de clientes assegura o potencial acréscimo nos custos comerciais do CUR, que possa ocorrer com essa situação.

Registe-se que se fosse dado um maior peso à componente fixa dos proveitos permitidos, tal como já foi defendido pelo próprio CUR, mais dificilmente os proveitos permitidos poderiam recuperar os eventuais acréscimos de custos resultantes do fornecimento supletivo.

R. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

O exercício da atividade de operação das redes em BT está na ordem do dia em virtude da proximidade do fim do prazo da generalidade dos contratos de concessão de distribuição em Baixa Tensão (BT). Em 2021, um Grupo de Trabalho, que integrou a ERSE, constituído para o efeito pelo Governo preparou uma proposta de peças do procedimento.

⁶⁶ Custos de exploração. Do inglês, *operational expenditure*.



Ainda nesse âmbito, o projeto de novo Decreto-Lei que estabelece a organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN) prevê a criação de um gestor integrado das redes de distribuição em AT, MT e BT tendo em vista garantir uma gestão técnica de todas as concessões das redes de distribuição, assegurando a eficácia e coerência de atuação, numa única entidade, assim se salvaguardando a segurança do abastecimento, que é a principal missão do SEN.

A definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é, portanto, um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

Importa, ainda, salientar que a resposta da ERSE ao parecer do CT à proposta de tarifas e preços para 2021⁶⁷ refere que a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, desde que esteja definido o quadro normativo que enquadre a sua atividade. A resposta da ERSE esclarece ainda que a revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação do quadro legal, em resultado do resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT.

No tema do diferencial dos CIEG, suscitado pelo CT, a decisão tarifária para o ano de 2022 contempla na tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT o valor de CIEG aplicável aos fornecimentos em BTE.

O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 28.º a possibilidade de diferenciar as tarifas de acesso às redes a aplicar aos ORD BT por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. Esta opção permite, entre outros aspetos, contemplar o tema do diferencial dos CIEG, na medida em que nem todos os ORD BT apresentam a mesma estrutura de consumos em BT, entre os níveis de BTE, BTN> e BTN<. Assim, tendo em conta a presente situação crítica dos preços de energia no mercado grossista diário, e a incerteza quanto à estrutura de consumos de cada um dos ORD BT, a ERSE reflete na decisão tarifária para 2022 o valor da tarifa de uso global do sistema aplicável às entregas em BTE, ajustada para perdas até à saída da rede de MT. Contudo, durante o ano de 2022 serão feitas as diligências necessárias para obter informação detalhada sobre a estrutura de consumos de cada ORD BT, permitindo um aperfeiçoamento no tema do diferencial dos CIEG.

T. DIVERSOS

T.1 GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS NO SEN

A ERSE esclarece o Conselho Tarifário que, ainda antes da aprovação da Diretiva n.º 7/2021 (que veio, no essencial, alargar a aplicação da gestão integrada de garantias ao SNG), o gestor integrado de garantias (GIG) recebeu, tratou e aplicou as normas a que estava vinculado para o SEN, nomeadamente a aplicação, sempre que necessário, das condições de atualização de garantias constituídas ou sua mobilização, bem como a aplicação das normas prudenciais de limitação de constituição de clientes em carteiras de comercialização em situação de não constituição de garantia para os níveis ajustados. É convicção da ERSE que esta abordagem, quando aplicada por entidade distinta da relação comercial que se pretende colateralizar, contribuiu para um efetivo reforço da gestão de riscos e garantias, de que são beneficiários os consumidores na sua generalidade.

Cabe também mencionar que a concretização de um gestor integrado de garantias teve como sua principal fundamentação a concretização de um referencial de aferição de riscos verdadeiramente integrado, permitindo, assim, que a atuação dos agentes no SEN, para efeitos de aferição de risco sistémico, se efetue num perímetro consolidado e não já segmentado por atividade (como decorria da prestação de garantias diretamente aos operadores). Por outro lado, a profissionalização dessa gestão de riscos permite necessariamente uma atuação mais proficiente que a que ocorria na pendência da atividade principal (de

⁶⁷ Página 24 do documento «[Comentários ao parecer do CT sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021](#)».



operador de rede ou de gestor global do SEN), sendo os benefícios daí retirados mais de natureza intangível (prevenção de sinistros comerciais por não eficiente coordenação de entidades e consequentes encargos para os consumidores) e não tanto baseada na explicitação dos custos que esta rubrica de atividade pressupunha no perímetro de atuação dos operadores de rede e/ou gestor global do SEN. De resto, no plano dos custos incorridos, cabe mencionar que o recurso a solução equiparada de cobertura de riscos (por exemplo, através de seguros de crédito) comportaria um valor muito superior ao custo imputado pelo gestor integrado de garantias.

Reconhecendo-se a existência de sinergias com o modelo atualmente em aplicação, o que, de resto, foi expresso nas consultas públicas dos desenvolvimentos regulamentares, tal reconhecimento não implica que a componente de comunicação de fluxos de faturação e pagamento não deva continuar a ser associada aos operadores de rede e gestor global do SEN.

O quadro regulamentar em vigor assegura que cada entidade que beneficia da externalização da função de gestão de riscos e garantias, concorre para os respetivos custos na proporção dos volumes de responsabilidades que são geridos pelo GIG e que lhe sejam diretamente imputáveis, o que, esclarece-se, se verificou até à data.

Pelo referido anteriormente, e respondendo à recomendação do CT no ponto 5., a partir de 2020 são reconhecidos para efeitos tarifários os custos faturados pelo GIG aos operadores de rede, desde que aprovados pela ERSE. Assim, neste exercício tarifário, os montantes faturados pelo GIG aos operadores de rede em 2020 foram considerados nos proveitos permitidos de 2020, para efeitos do cálculo do ajustamento desse ano.

De modo a garantir a neutralidade tarifária desta decisão e que os proveitos permitidos das atividades de rede reflitam efetivamente os seus custos, os montantes faturados pelo GIG em 2020 não foram considerados na definição das bases de custos para o novo período de regulação.

T.2. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

A ERSE regista o comentário do Conselho Tarifário, que expressa, na mesma linha de conclusão, o enquadramento vertido na proposta formulada pela ERSE.

T.2.1. – ALTERAÇÕES APROVADAS

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

T.2.2. – AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

T.2.3. – RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES.

Vide comentário abrangente para este ponto (T.2)

U. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

A ERSE regista o comentário do CT.

V. ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

V.4 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS RA PARA A TARIFA ADITIVA

A preocupação do CT em se prosseguir a trajetória em direção à aditividade plena nas Regiões Autónomas também é uma preocupação da ERSE. Nos anos recentes tem sido possível atingir marcos importantes na prossecução deste objetivo, nomeadamente a convergência média nos níveis de MT, BTE e BTN, atingida no ano de 2021.



A deterioração observada no processo de convergência preço-a-preço decorre de uma estrutura da tarifa aditiva preço-a-preço muito diferente em 2022, quando comparada com anos anteriores, devido a uma estrutura de preços atípica da tarifa de acesso às redes, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas. Caso as tarifas para o ano de 2023 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível voltar a uma situação semelhante ao ano de 2021, retomando-se assim o processo de convergência. A opção de implementar em cada Região Autónoma, e dentro de cada nível (MT, BTE e BTN), variações tarifárias uniformes é a solução que melhor assegura a retoma do processo de convergência no ano de 2023.

É de sublinhar, ainda, que apesar de se registar uma deterioração na convergência preço-a-preço, a convergência média entre as Regiões Autónomas e o Continente continua a ser assegurada nas tarifas para o ano 2022 nos níveis de MT, BTE e BTN.

W. CONSIDERAÇÃO FINAL

Os preços de energia elétrica nos mercados grossistas são um fator determinante de evolução dos CIEG associados à produção de eletricidade, designadamente do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida e do diferencial de custo com os CAE.

Como reconhecido pelo CT ao longo do seu parecer, o exercício tarifário de 2022 foi realizado num contexto de grande volatilidade de preços, que provocou a revisão em alta dos preços assumidos para o ano de 2021 face aos do exercício tarifário de 2021, levando à incorporação de avultados ajustamentos do ano de 2021 a devolver à tarifa no ano de 2022. Com a informação disponível à data, dificilmente se observará uma reversão destes ajustamentos do ano 2021 quando forem fechados em definitivo nas tarifas de 2023.

Contudo, não está garantido um volume equivalente de ajustamentos do ano de 2022 a repercutir em 2023, que possa assegurar o atual nível de proveitos das atividades em que estes CIEG associados à produção de eletricidade estão incorporados. Com a incerteza que subsiste quanto à evolução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas em 2022, caso as previsões da ERSE não se confirmem, poderão ocorrer duas situações distintas: (i) ajustamentos a devolver aos consumidores caso os preços reais se venham a desviar por excesso em relação à previsão da ERSE para 2022, que configurará uma situação em 2023 equivalente à ocorrida no atual exercício tarifário; (ii) ajustamentos a devolver pelos consumidores caso os preços reais se venham a desviar por defeito em relação à previsão da ERSE para 2022, que configurará uma situação em 2023 oposta à do atual exercício tarifário.

Acresce aos efeitos acima referidos a incerteza sobre a continuidade em 2023 das medidas mitigadoras ao nível do observado em 2022 e respetivos ajustamentos relativos a esse ano que possam vir a ocorrer. Estes efeitos poderão contribuir para uma potencial volatilidade tarifária em 2023.

No entanto, a ERSE assinala que, num cenário de reposição dos preços no mercado grossista, e conforme referido no ponto H.5, a sustentabilidade do nível tarifário dos consumidores em BT, incluindo das famílias, não é afetada. Já no que se refere aos restantes consumidores, em níveis de tensão superiores à BT, as tarifas de acesso às redes poderão aumentar, por via do efeito do sobrecusto da PRE, na medida em que o referencial de cálculo do sobrecusto diminuirá. Ainda assim, e conforme assinalado anteriormente pela ERSE, mesmo regressando a níveis anteriores de preços no MIBEL, perspetiva-se uma redução dos montantes do sobrecusto da PRE, o que reduzirá esse impacto nessas tarifas. Além do mais, verificando-se um decréscimo dos preços em mercado grossista, este contra balanceará um eventual aumento das tarifas de acesso às redes, nomeadamente no preço final pago pelos consumidores em níveis de tensão a montante da BT.



III

PARÂMETROS PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022-2025

A. ANÁLISE DE DESEMPENHO ECONÓMICO DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

A ERSE reconhece a preocupação do CT quanto ao nível dos proveitos do CUR tendo em conta a ativação do fornecimento supletivo. No entanto, considerando o peso da componente variável dos custos com base no número de clientes, equivalente a 60%, a recuperação do eventual acréscimo de custos resultante daquela situação encontra-se garantida.

Relativamente ao acompanhamento da evolução do desempenho económico-financeiro, a ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário.

Refira-se que esse acompanhamento é efetuado pela ERSE numa base anual. A publicação externa dos resultados acontece no início de cada período de regulação como suporte às revisões eventualmente efetuadas pela ERSE aos parâmetros e às metodologias de regulação.

Na preparação das tarifas de cada ano, é feita pela ERSE uma análise da envolvente macroeconómica, para aferição das envolventes externas e internas que podem condicionar a atividade das empresas reguladas. Em complemento, na preparação de cada período de regulação, a ERSE procede à compilação de um vasto conjunto de informação que permite comparar o desempenho das empresas reguladas com as suas congéneres de outros países. Estas análises permitem aferir o nível de eficiência das empresas reguladas em Portugal por comparação com empresas que desempenham as mesmas atividades noutros países, em particular no espaço europeu, sendo fundamentais para a fixação das metas de eficiência a aplicar em cada período de regulação. Em paralelo, algumas atividades reguladas têm participado, por iniciativa da ERSE, com alguma frequência em estudos de *benchmarking*, promovidos por instituições europeias, ou por reguladores do setor energético de outros países europeus, sendo os resultados desses estudos considerados pela ERSE para complementar as análises que efetua internamente.

No entanto, as atuais ações desenvolvidas pela ERSE para a avaliação do desempenho das empresas serão aprofundadas, contemplando outros vetores de análise, por forma a melhor responder às recentes alterações do regulamento tarifário, em especial à introdução do princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas. Em paralelo, a ERSE procurará divulgar com maior frequência os resultados destas avaliações, procurando desta forma acolher a recomendação do CT.

B. ESTUDO DE *BENCHMARKING* OPERADORES DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O CT recomenda que, numa lógica de construção do mercado único de energia, os exercícios de *benchmarking* sejam mais abrangentes e considerem outras realidades. A ERSE partilha desta preocupação, que está patente no processo de definição das amostras que tem suportado os estudos de *benchmarking* ao longo dos últimos períodos de regulação. Recorde-se que os estudos que suportaram a definição de parâmetros para os períodos de regulação de 2012 a 2014 e de 2015 a 2017 incluíram, respetivamente, uma amostra de 18 e 17 empresas oriundas de 12 e 11 países, considerando os dados de um ano económico. Para o período de regulação de 2018 a 2020, a dimensão da amostra passou para 29 empresas oriundas de 11 países, considerando-se os dados de dois anos. Para o presente exercício de *benchmarking*, tal como está plasmado no documento do estudo, foi realizado um esforço adicional da abrangência da amostra. Recorrendo a base de dados económicas internacionais, bem como, a um processo colaborativo junto de diferentes entidades reguladoras europeias, foi possível definir uma amostra de 65 operadores de distribuição de 16 países europeus, que distribuem energia para um universo que representa 65% dos consumidores europeus, que considera dados económicos e físicos para um período de 3 anos. Esta tipologia de amostra está ao nível das utilizadas por entidades supranacionais de revelo. Refira-se, a título de exemplo, a publicação recente do relatório "*Distribution System Operator Observatory 2020*" pela *Joint*



Research Centre (JRC) da Comissão Europeia⁶⁸ cuja amostra incluiu 44 operadores e 140 milhões de clientes. Adicionalmente, também se deve referir que a elaboração deste tipo de estudos enfrenta fortes constrangimentos relacionados com a obtenção de dados económicos e financeiros relativos ao desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica devido à reserva e confidencialidade associada a estas empresas e respetivas entidades reguladoras.

O CT também recomenda a monitorização dos impactes ao nível da decisão de investimento em resultado do alargamento da regulação por eficiência à componente de CAPEX. Naturalmente, a ERSE também partilha esta preocupação e manterá o processo de monitorização do desempenho das empresas reguladas que tem sido implementado nos últimos anos.

C. MECANISMO DE PARTILHA

O CT recomenda que as bandas moderada e extrema sejam equiparadas entre as atividades de transporte de energia elétrica (TEE) e de distribuição de energia elétrica (DEE), a menos que exista uma justificação para bandas diferenciadas. Embora reconheça como positiva a introdução deste mecanismo, o CT recomenda ainda que na sua calibração se considerem os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, designadamente os encargos associados à contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE). Note-se que esta segunda recomendação do CT não foi consensual.

Relativamente à questão da diferenciação de bandas entre atividades, no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025” que acompanhou a proposta tarifária refere-se que um dos critérios que sustentaram a definição das bandas foram as especificidades de cada atividade em termos de estrutura de custos. A utilização deste critério visa assegurar a aplicação equivalente do mecanismo nas diferentes atividades, o que se pode traduzir na definição de bandas diferentes, mas a que correspondem margens de atuação semelhantes em termos da variação possível do montante de custos reais.

Ou seja, embora as bandas de atuação da atividade de TEE sejam mais estreitas, o desvio máximo anual de lucros permitidos reais disponível para a empresa, face à rentabilidade definida pela ERSE, representa uma maior percentagem dos proveitos permitidos sujeitos a metas de eficiência do que na atividade de DEE. Este efeito resulta de um maior peso dos proveitos sujeitos a metas de eficiência na DEE, onde a componente OPEX é mais significativa.

Face ao exposto, a ERSE entende que existem motivos fundamentados para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE. A diferenciação de bandas permite assegurar a aplicação da mesma abordagem regulatória às duas atividades, com um tratamento equivalente perante situações diferentes. Em suma, apesar de paradoxal, a equidade de tratamento das atividades de DEE e de TEE obriga à aplicação de bandas diferenciadas nessas atividades.

Deste modo, como se optou por alargar as bandas da DEE face às constantes da proposta tarifária (*vide* ponto F.5), as bandas da TEE também foram alteradas na mesma proporção, mas não com a mesma dimensão em termos absolutos, com vista a assegurar a equidade de tratamento na definição das bandas para as duas atividades.

Quanto à recomendação de que se devem considerar os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, recorde-se que o mecanismo de partilha pretende avaliar, para todo o período de regulação, os desvios de rentabilidade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE, mas apenas no âmbito das componentes de proveitos permitidos e de custos associadas à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais (TOTEX⁶⁹). Ou seja, para efeitos de ativação do mecanismo apenas importam os desvios de rentabilidade decorrentes de rubricas de custos operacionais

⁶⁸ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC123249>.

⁶⁹ *Total expenditure: operational expenditure (OPEX) + capital expenditure (CAPEX).*



(OPEX¹⁸) e de investimento (CAPEX¹⁸) consideradas nas bases de custos totais definidas no início do período de regulação. Por exemplo, os incentivos e os custos com planos de reestruturação de efetivos, entre outros, não integram o cálculo dos desvios de rentabilidade, embora impactem a rentabilidade global efetiva da empresa. Não se pretende com este mecanismo atuar sobre a rentabilidade total efetiva das empresas, mas antes mitigar os riscos de rentabilidades extremas associados à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais. Neste contexto, não seria desde logo adequado considerar os custos com a CESE na calibração do mecanismo de partilha.

Acresce que, de acordo com a legislação em vigor, não é possível propor formas de dedutibilidade da CESE, nem no âmbito mais estrito da determinação dos ganhos ou perdas para efeitos do mecanismo de partilha, nem no cálculo de qualquer outra variável dos proveitos permitidos. O artigo 5.º do Regime da CESE, criado pelo Artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2012, de 31 de dezembro, determina precisamente que os montantes da CESE não podem ser repercutidos, direta ou indiretamente, nas tarifas reguladas de energia e, muito em particular, na determinação das taxas de remuneração.

A ERSE partilha da preocupação do CT com a penalização que a CESE coloca sobre as empresas do setor energético, mas entende que esta questão não pode ser ultrapassada pela via da regulação, sendo necessária uma alteração legislativa que extravasa as suas competências.

D. TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DE TEE E DEE

O Conselho Tarifário registou com alguma preocupação a eventualidade de as taxas de remuneração propostas não se afigurarem suficientemente atrativas para os investidores e poderem pôr em causa a capacidade de financiamento de novos investimentos. A ERSE tomou boa nota da preocupação do CT e revisitou os procedimentos e os pressupostos considerados no processo de definição da proposta da taxa de remuneração. Assim, considera-se que a emergente incerteza relativamente ao comportamento futuro das taxas de juros em resultado dos potenciais impactos, a médio prazo, da situação pandémica, da atual pressão inflacionista e das incertezas sobre as decisões futuras do BCE, pode vir a impactar no custo de financiamento das empresas. Desta forma, a ERSE considerou prudente um incremento do *spread* para o prémio de risco da dívida para níveis semelhantes à generalidade das empresas da Europa continental. Este ajustamento provocou um incremento das taxas de remuneração, que mitiga os eventuais impactes negativos elencados pelo CT.

A revisão em alta da taxa de remuneração aplicada aos ativos regulados obriga, contudo, a contextualizá-la no quadro regulatório aplicado pela ERSE.

As atividades reguladas pela ERSE beneficiam de um mecanismo de indexação que permite ajustar, até um determinado limite, as taxas de remuneração aplicadas aos ativos regulados ao contexto financeiro do país.

Recorde-se que este mecanismo de indexação, que atualmente varia as taxas de remuneração com as *yields* das obrigações do tesouro (OT), foi introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, numa época em que o país tinha solicitado a assistência financeira junto de instituições financeiras internacionais. Nesta altura, perante a instabilidade do quadro económico, importou introduzir um mecanismo que permitisse considerar no custo de capital a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

Este mecanismo, que não existe noutros países europeus, diminui o risco sistemático⁷⁰ das atividades reguladas e, conseqüentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que noutros países com contextos macroeconómicos semelhantes. Este mecanismo permite, por exemplo, que a taxa de remuneração se adapte aos impactes nas condições de financiamento do incremento previsto nas taxas de inflação.

⁷⁰ Risco que não diminui com a diversificação da carteira de ativos.



Neste contexto, a aproximação do nível da taxa de remuneração para um nível mais próximo de outros países, em que não existe variação da taxa de rentabilidade face a variações das condições financeiras ao longo do período de regulação justifica uma revisão do mecanismo de indexação para uma menor variabilidade da taxa de remuneração, face à variação das OT.

Registe-se, ainda que, sem prejuízo dos potenciais impactos da atual situação pandémica, observa-se uma maior estabilidade da conjuntura económica e financeira que tem levado, sucessivamente, as agências financeiras a retirar Portugal de *ratings* especulativos. Esta estabilidade e incremento do *rating* também se deve aos apoios financeiros promovidos pelas instâncias europeias, que se perspetiva deverão manter-se no médio prazo.

Desta forma, a ERSE entendeu rever em baixo o impacto da variação das OT na variação da taxa de remuneração. Assim, foi definido um novo declive do mecanismo de indexação para que, num contexto de eventual incremento das *yields* das OT, no horizonte do período de regulação a revisão em alta da taxa de remuneração em conjunto com a diminuição do declive tenha um efeito neutro para os consumidores. Esta revisão permite igualmente responder às preocupações de alguns conselheiros, designadamente representantes de associações de consumidores, que votaram contra o ponto do parecer do conselho tarifário que solicitava uma revisão em alta das taxas de remuneração. A redução da inclinação do mecanismo de indexação constitui igualmente um passo no sentido de uma transição para um menor efeito nas taxas de remuneração do mecanismo de indexação ou, até mesmo, para a sua eliminação, em linha com a tendência de normalização do contexto financeiro nacional que se tem observado.

E. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN

E.1. EFICIÊNCIA NOS CUSTOS OPERACIONAIS

No documento “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025”, a ERSE explanou o racional subjacente à escolha dos indutores. Entre outros aspetos, a ERSE realçou que dava “... *preferência a grandezas físicas que possam refletir os outputs da atividade de TEE*”, tendo concluído que a potência ligada à rede de transporte se apresenta “...*como uma boa alternativa para indutor, tendo também em conta a sua elevada exogeneidade*”.

Adicionalmente, a ERSE realçou, no âmbito da escolha dos indutores, que “... *a capacidade do operador da RNT para ligar produtores à rede de transporte é um dos aspetos fundamentais no desenvolvimento da política energética do país e incorpora desafios associados à segurança e resiliência da rede de transporte. Assim, a ligação de produtores ao menor custo é uma oportunidade para o operador, que é sinalizada pela metodologia TOTEX com a adoção desta grandeza como indutor de custo...*”. Relativamente ao outro indutor, a ERSE entendeu que “... *a utilização da extensão da rede como indutor de custo tem a vantagem de internalizar no modelo regulatório, mesmo que parcialmente, os efeitos que resultem de alterações dos traçados das linhas entre a fase de planeamento e a sua construção, nomeadamente por motivos sociais e ambientais.*”.

No processo de transição para um modelo de regulação TOTEX, será necessário adequar os sinais ao novo modelo, não sendo possível manter congeladas todas as opções de anteriores modelos, por não responderem de forma eficiente aos objetivos definidos para o novo período de regulação. Caso se mantivesse congelado no tempo o peso da componente variável do anterior modelo regulatório, que tinha uma conceção completamente diferente na sua essência, a componente variável na transição para o novo modelo de regulação teria um peso marginal de 0,1% do TOTEX, que a ERSE entendeu não ser adequado, por não ter qualquer impacto em termos de sinais de eficiência.

Contudo, no seguimento da recomendação do CT e para assegurar uma transição mais cautelosa entre metodologias de regulação (vide respondido ao ponto N.3), a ERSE alterou o peso entre a componente variável e fixa para 25% e 75%, respetivamente, dos custos sujeitos a metas de eficiência. Desta forma, a componente variável terá um peso de 4,3% no valor global do TOTEX, em vez dos 8,6% que teria com a



anterior desagregação proposta, variando em partes iguais em função da evolução dos dois indutores físicos apresentados na proposta tarifária (potência de produtores ligada à rede de transporte e extensão da rede).

E.2. FATOR DE EFICIÊNCIA A APLICAR ÀS COMPONENTES CAPEX 2022 A 2025 NO TOTEX

O CT refere no seu parecer que os valores dos investimentos apresentados pela REN se baseiam no mecanismo de custos de referência, o qual tem subjacente um fator de eficiência de 1,5%, e que a aplicação de um fator de eficiência na metodologia TOTEX, que tem incidência sobre o CAPEX de ativos transferidos para exploração de 2022 em diante, levaria a uma dupla aplicação de fatores de eficiência.

Na preparação da proposta tarifária, a ERSE analisou a informação previsional sobre os custos de referência dos investimentos, com detalhe por projetos, para o ano 2021 e anos seguintes, tendo-se verificado que a REN nas previsões de custos unitários de referência considerou:

- as atualizações dos índices de matérias primas e do índice de preços na produção industrial até março 2021, mantendo-se constantes até 2025;
- a atualização do IPC até 2020 e assumiu uma estimativa de 2% em 2021 e é nula de 2022 a 2025;
- os fatores de eficiência do mecanismo de custos de referência até 2021 (definidos pela ERSE para o período de regulação iniciado em 2018), mas entre 2022 e 2025 assumiu fatores de eficiência nulos.

Estes pressupostos são confirmados no relatório da informação previsional submetido pela REN em julho, onde é referido em relação aos custos de referência que: *“A informação previsional encontra-se a preços de abril/2021. Não se aplicaram quaisquer fatores de eficiência a partir de 2022 inclusive, quer para a atualização dos custos de referência unitários quer para o cálculo das taxas de encargos de estrutura e gestão”*.

Relativamente à previsão dos custos globais de investimento da atividade de transporte entre 2022 e 2025, a REN previa que cerca de 75% do investimento pudesse vir a ser aceite no âmbito do mecanismo de custos de referência, o que lhe conferiria uma taxa de remuneração com prémio e um acréscimo de valorização destes ativos, conforme previsto neste mecanismo. No entanto, este exercício prospetivo encontra-se enviesado, uma vez que foi efetuado sem aplicação de fatores de eficiência aos custos unitários de referência, como acima referido.

Para os restantes 25% dos custos de investimento previstos entre 2022 e 2025, a questão não se coloca por esses investimentos não estarem enquadrados no mecanismo de custos de referência.

Face ao exposto e tendo por base a informação previsional sobre investimentos para o período de 2022 a 2025 reportada pela REN, a ERSE não considera que exista uma duplicação de metas de eficiência na componente de CAPEX considerada na metodologia TOTEX.

F. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA E-REDES

F.1. MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A ERSE regista o comentário do CT.

F.2. MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS

No que se refere ao ponto 6, após uma clarificação com o ORD dos valores envolvidos, a ERSE acolhe o comentário do CT, alterando o declive da valorização e alterando os valores de referência no período regulatório em conformidade.

A ERSE regista o comentário do CT constante do ponto 7.

Em relação ao comentário 11, a ERSE acolhe os comentários do CT, revendo em conformidade a valorização da energia (adotando valores fixos ao longo de todo o período regulatório de 25 €/MWh, para a



componente 1, e de 50 €/MWh para a componente 3) e adotando um valor de referência da componente 3 para 2020 de 120 GWh (associada aos valores ocorridos no passado) e um seu incremento de 5% nos anos subsequentes.

F.4. META DE EFICIÊNCIA

O CT recomenda que a ERSE fixe uma meta de eficiência num valor mais próximo de 0, em linha com o patamar de eficiência já atingido pelo ORD. Recorde-se que as análises efetuadas revelam que, independentemente da performance da empresa comparativamente aos seus *peers*, existe ainda um ganho de eficiência potencial associado ao progresso tecnológico na ordem dos 0,5% (*frontier shift effect*). Tendencialmente, o efeito do progresso tecnológico é considerado o valor de eficiência mínimo exigível por este efeito determinar uma evolução natural da fronteira de eficiência. Por esta razão, a ERSE decidiu aplicar uma meta de eficiência que permita garantir a manutenção do esforço da E-Redes no sentido de diminuir os custos decorrente do efeito do progresso tecnológico, incluindo uma margem para contemplar impactos da variação dos pressupostos considerados na análise.

F.5. REEQUILÍBRIO ENTRE NÍVEIS DE TENSÃO

Embora reconheça que a ERSE atuou de forma a incorporar a evolução diferenciada dos custos operacionais (OPEX) reais por nível de tensão face às bases de custos aceites na definição das bases de custos para o novo período de regulação constantes da proposta tarifária, o CT recomenda que a ERSE vá mais longe e corrija totalmente o desequilíbrio entre custos aceites e custos reais, por nível de tensão. Esta recomendação do CT implicaria que a componente OPEX das bases de custos aceites iniciasse o período de regulação acima dos custos reais, em ambos os níveis de tensão, o que representaria, na prática, a transferência para o nível de tensão AT/MT de parte da partilha dos ganhos de eficiência registados no nível de tensão BT ao longo do período de regulação.

Uma das justificações apresentadas pelo CT para esta recomendação prende-se com o facto de as bases de custos por nível de tensão não serem coerentes com as bandas definidas para o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, o que originaria, ao longo do período de regulação, uma perda para a empresa no nível de tensão BT, sem um ganho simétrico no nível de tensão AT/MT.

A ERSE concorda com a visão do CT de que existem fatores específicos à atividade que justificam parte da evolução diferenciada, por nível de tensão, dos custos reais face aos custos aceites para efeitos de regulação, pelo que decidiu corrigir parcialmente este desequilíbrio de bases de custos em cada nível de tensão na proposta tarifária, ao aplicar um fator de partilha que considera em 75% os custos reais e em 25% os custos aceites.

Contudo, o Regulamento Tarifário estabelece, na alínea e) do artigo 5.º, o princípio da partilha justa, entre empresas e consumidores, dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, que se deve consubstanciar no repasse desses resultados nos proveitos permitidos do primeiro ano do período de regulação, isto é, na base de custos sujeita a metas de eficiência.

Este princípio traduz os pilares da regulação por incentivos, que estão assentes na definição de proveitos que reflitam níveis de custos tendencialmente eficientes, bem como na retenção por parte da empresa de parte dos ganhos e das perdas de eficiência tidos durante o período de regulação. A definição de uma base de custos que espelhe integralmente os custos ocorridos teria como consequência o repasse para os consumidores de todos os ganhos ou perdas de eficiência que a empresa teve durante o período de regulação. Esta circunstância retiraria à empresa qualquer estímulo para efetuar uma gestão eficiente da sua atividade e poria em causa este princípio, que é seguido pela ERSE em todas as atividades sujeitas à regulação por incentivos.

Acresce que a ERSE não considera prudente que a definição da base de custos para um novo período de regulação se baseie totalmente na evolução de custos reportados por nível de tensão, tendo em conta a



assimetria de informação que caracteriza a regulação de monopólios naturais e que esteve na própria gênese da regulação por incentivos nos anos 80 e 90 do século passado.

Refira-se ainda que a atividade de distribuição de energia elétrica em BT está sujeita a um contexto legislativo e contratual particular que também recomenda alguma prudência na consideração dos custos associados a esta atividade.

Por estes motivos, procurando ponderar os comentários do CT, a consistência e eficácia da regulação por incentivos aplicada pela ERSE e as particularidades da atividade de distribuição de energia elétrica, para o novo período de regulação optou-se por aplicar um fator adicional de reequilíbrio das bases de custos por nível de tensão, face à proposta tarifária, sem se alterar o nível global de proveitos agregados de todos os níveis de tensão. As bases de custos finais que resultam desta metodologia aproximam-se mais dos custos reais por nível de tensão face à proposta tarifária, mas mantêm-se coerentes com uma regulação por incentivos, uma vez que, ao contrário da sugestão do CT, não invertem a relação entre custos aceites e custos reais registada no nível de tensão AT/MT.

Note-se que ao longo do período de regulação a ERSE monitorizará a evolução e a alocação dos custos reais por nível de tensão, de modo a garantir que a base de custos agora definida continue a refletir os pressupostos na qual se baseou.

Por último, refira-se que, em paralelo com a aproximação da componente OPEX por nível de tensão aos custos reais, aqui descrita, a ERSE optou também por alargar ambas as bandas (moderada e extrema) do mecanismo de partilha de ganhos e perdas, garantindo a coerência entre este mecanismo e as bases de custos definidas para o novo período de regulação, bem como a manutenção de incentivos à eficiência, sem comprometer o equilíbrio económico-financeiro desta atividade.

G. PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

G.1. BASES DE CUSTO E FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Relativamente às bases de custo e fatores de eficiência, o Conselho T recomenda à ERSE a realização de um estudo económico que permita identificar claramente os custos eficientes associados às atividades desenvolvidas em cada Região, a vigorar no próximo período regulatório.

A ERSE partilha da preocupação do CT relativamente à necessidade de se identificarem os custos eficientes através de estudos de *benchmarking* que suportem a definição de parâmetros para os períodos regulatórios, em particular em contextos insulares, para as 3 atividades reguladas nas empresas EDA e EEM.

Deste modo, as Regiões Autónomas encontraram-se representadas nos estudos de *benchmarking* relativos às atividades de distribuição (DEE) (referido na resposta ao ponto III.B) e de comercialização (CEE) para a definição de parâmetros do próximo período regulatório e sobre os quais foi realizado um esforço adicional para aumentar a abrangência da amostra e contemplar uma maior amostra. Nas componentes da atividade de aquisição de energia e gestão do sistema (AGS), a realização de *benchmarking* é dificultada pela heterogeneidade e especificidade das variáveis. Deste modo, para esta atividade, a análise centrou-se no desempenho económico das empresas com a avaliação da evolução histórica dos custos unitários, considerando as especificidades em que cada empresa, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

Perante as preocupações levantadas pelo CT, a ERSE reavaliou as conclusões das análises efetuadas, e respetivas metodologias aplicadas, e, deste modo, reponderou a alocação entre custos aceites e custos reais na definição da base de custos inicial do próximo regulatório da EDA,

Deste modo, a alocação entre custos foi reponderada no caso da EDA de forma a se definir, no início do período regulatório, uma base de custos que considerasse 50% dos custos reais da empresa e 50% dos custos aceites pela ERSE, à semelhança do aplicado à EEM, e em linha com a prática seguida no período de regulação anterior. Em conformidade com esta alteração e com os estudos de *benchmarking* realizados na



DEE e CEE, a ERSE reviu as metas de eficiência e decidiu aumentá-las face ao proposto, mantendo-se inalteradas na atividade AGS, face ao acima exposto.

G.2. CUSTOS DE REFERÊNCIA E METAS DE EFICIÊNCIA PARA AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

Face a algumas mudanças ocorridas ao nível dos mercados internacionais de combustíveis, bem como a interações com as empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE deparou-se com a necessidade de efetuar um novo estudo para a definição dos custos eficientes de aquisição de combustíveis pela EDA e EEM. Este estudo, promovido pela ERSE, teve a participação da EDA e da EEM no que respeita à prestação de informação, quer ao consultor, quer à ERSE, tendo ocorrido, várias reuniões com participantes das empresas, sempre que o consultor entendeu ser necessário.

Uma das razões que esteve na base do estudo prende-se com a transição no consumo de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, para fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, facto que advém da entrada em vigor da IMO 2020⁷¹, que limitou a utilização de fuelóleo para um máximo de 0,5% de teor de enxofre no transporte marítimo a partir de janeiro de 2020. No quadro desta transição é expetável, a médio-prazo, a diminuição de procura para combustíveis com teor de enxofre de 1%. Na proposta de parâmetros para o novo período regulatório a ERSE procurou claramente comunicar que as empresas poderão consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% sem que sejam penalizadas por esse facto.

De resto, a ERSE considera, tendo em conta que este foi o terceiro estudo sobre a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, que os parâmetros agora definidos, aproximam-se mais da realidade insular no que respeita a todo o processo de aquisição, transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo, gasóleo e gás natural nessas Regiões. Em paralelo, houve a preocupação de salvaguardar alguns aspetos relacionados com os atuais contratos de fornecimento celebrados pelas empresas, sempre que estes tenham sido realizados com base em concurso público internacional. Contudo, refira-se, que a aceitação dos termos dos contratos não invalida que a ERSE possa criticamente avaliá-los, não aceitando alguns custos que, após avaliação das conclusões acima referidas e de ações realizadas no terreno posteriormente à conclusão do estudo, possam ser considerados como resultantes de decisões pouco sustentadas económica e tecnicamente, e que possam, por exemplo, limitar o livre acesso de potenciais novos fornecedores aos mercados existentes, através da criação de barreiras à entrada de diversa ordem.

Tendo em conta que o estudo realizado pela PwC contém um conjunto de informação que pode ser comercialmente sensível, foi opção consciente da ERSE solicitar a elaboração de 3 versões mais curtas do estudo, uma para entrega ao Conselho Tarifário, uma para a EDA e outra para a EEM. Como estas duas empresas estão representadas no CT, a ERSE considera que as mesmas são livres de partilhar a informação das suas versões do estudo com os diversos representantes dos *stakeholders* do setor, caso assim o entendam.

Refira-se ainda, que a ERSE procederá ao longo do ano de 2022 à monitorização das condições de fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, podendo, caso se justifique, proceder a alguns ajustes ao nível dos parâmetros agora definidos.

H. CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE toma boa nota da concordância do Conselho Tarifário com a meta de eficiência proposta para a atividade de comercialização de último recurso.

⁷¹ Conjunto de regras definidas pela *International Maritime Organization* (IMO) que determina um novo limite de enxofre no combustível marítimo, descendo de 3,5% de teor permitido para 0,5% a nível global e de 1% para 0,1% nas zonas de controlo das emissões de enxofre (ECA's).



I. PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A atividade da ADENE como operador logístico de mudança de comercializador é ainda curta, não existindo contas reais, fechadas e auditadas, para um período suficientemente longo que permita aferir o nível de custos em velocidade cruzeiro. Assim, as opções da ERSE aquando da elaboração da proposta de parâmetros para o período de regulação 2022-2025 pareceram as que melhor se enquadram quer com a necessidade de garantir o equilíbrio económico-financeiro do OLMC, quer com a necessidade de proteger os consumidores de eletricidade face a variações de custos.

A ERSE mantém, assim, a preocupação de acompanhar a evolução da atividade da OLMC através da análise e aprovação das contas reguladas apresentadas e da eventual realização de ações inspetivas e/ou auditorias complementares, sempre que as mesmas se justifiquem.

J. OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2022 A 2025

J.1. INCENTIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES

A ERSE regista a concordância do CT com a metodologia de definição dos parâmetros deste incentivo. Contudo, sublinhe-se que a ERSE continuará a monitorizar regularmente a evolução dos custos de prestação destes serviços e o ritmo de integração de instalações nas redes inteligentes, para garantir que os parâmetros do incentivo maximizam os benefícios para o SEN.

J.2. INCENTIVO À GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE – REVISÃO DOS LIMITES

A ERSE regista com satisfação a concordância do CT com a proposta de adaptação da abordagem regulatória à REN Trading nos próximos anos.

A expectável redução gradual da atividade de compra e venda de energia elétrica (CVEE) no futuro imediato, considerando a cessação dos CAE da Tejo Energia, em 2021, e da Turbogás, em 2024, motivou a ERSE a rever o incentivo à gestão destes contratos por parte da REN Trading, na sua função de agente comercial. Durante este processo de revisão, o Conselho Tarifário recomendou à ERSE para que esta procedesse ao “apuramento de todos os custos da REN Trading, permitido avaliar a suficiência do incentivo”, tendo presente que o mesmo deverá cobrir os custos de funcionamento eficientes desta empresa.

Como o Conselho Tarifário refere no seu parecer, a ERSE identificou a existência de custos extraordinários que não são totalmente controláveis pela empresa. Em particular, foram identificados custos associados à crescente litigância com as centrais, pelo que a ERSE pretende acompanhar e avaliar regularmente a evolução destes custos e dos montantes do incentivo obtidos com a formulação e parâmetros propostos, de forma a confirmar o equilíbrio económico e financeiro da atividade regulada desenvolvida pela REN Trading, de acordo com as atribuições estatutárias da ERSE, incluindo a extensão da atividade no pós-2024.

IV

DIVERSOS

1. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A questão colocada tem índole tributária estando, portanto, excluída das competências da ERSE. Em todo o caso, é tomada nota da posição do Conselho Tarifário, que será tida em conta na possível futura avaliação que possa solicitada à ERSE ou no quadro das iniciativas mais amplas que esta possa vir a tomar no contexto de revisões legais.

2. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A cobrança da contribuição para o audiovisual (CAV) na fatura elétrica é um tema antigo, dada a sua instituição pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto. O modelo de financiamento do serviço público de



radiodifusão e de televisão então instituído não foi alterado recentemente. Pelo que, sendo uma questão legal e de natureza tributária, a ERSE terá em conta o comentário recebido nos mesmos termos que apontou relativamente ao IVA.

V

RECOMENDAÇÕES

Ponto 1

A ERSE, no âmbito do processo de cálculo de proveitos e de tarifa, procura analisar toda a informação recebida para efeitos tarifários, prevista no Regulamento Tarifário, bem como também a informação solicitada adicionalmente. Contudo, a análise de alguma da informação recebida, por vezes reveste-se de uma complexidade que não permite à ERSE, em tempo útil, antes da elaboração da proposta de tarifas, submetida à consideração do CT, dispor de forma inequívoca de toda a segurança relativamente aos valores reportados para efeitos de cálculo tarifário. Esta situação torna-se mais gravosa quando a informação reportada pelas empresas não reflete a qualidade desejada. Nestas situações, torna-se necessário tempo acrescido para em conjunto com as empresas reguladas esclarecer as dúvidas surgidas.

No entanto, a ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário, no sentido de uma maior e tempestiva interação com as entidades reguladas e outras entidades intervenientes no processo, prévia à elaboração das propostas tarifárias.

Pontos 2 e 3

A ERSE tomou boa nota da preocupação do CT e revisitou os procedimentos e os pressupostos considerados no processo de definição da proposta da taxa de remuneração. Assim, fruto desta ponderação, a ERSE considerou prudente um incremento do *spread* para o prémio de risco da dívida. Este ajustamento provocou um incremento das taxas de remuneração. A revisão em alta da taxa de remuneração aplicada aos ativos regulados obriga, tal como recomenda o CT, a contextualizá-la no quadro regulatório aplicado pela ERSE para a remuneração dos ativos regulados, que engloba não apenas a definição propriamente dita da taxa de remuneração, como também o mecanismo de indexação desta taxa à evolução das *yields* das obrigações do tesouro (OT).

Este mecanismo, que não existe noutros países europeus, diminui o risco sistemático das atividades reguladas e, conseqüentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que noutros países com contextos macroeconómicos semelhantes.

Desta forma, a ERSE entendeu rever em baixo o impacte da variação das OT na variação da taxa de remuneração. Assim, foi definido um novo declive do mecanismo de indexação para que, num contexto de eventual incremento das *yields* das OT, no horizonte do período de regulação a revisão em alta da taxa de remuneração em conjunto com a diminuição do declive tenha um efeito neutro para os consumidores.

Ponto 4

Acolhendo a recomendação do CT, a ERSE reviu a parametrização da banda aplicada às atividades de DEE e de TEE. No entanto, importa sublinhar que a diferenciação de bandas entre atividades, tal como referido no ponto C “Mecanismo de partilha”, reflete as especificidades de cada atividade em termos de estrutura de custos, pelo que a ERSE entende que existem motivos fundamentados para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE. Quanto à recomendação de que se devem considerar os ganhos e perdas reais efetivamente registados pelos operadores, recorde-se que não se pretende com este mecanismo atuar sobre a rentabilidade total efetiva das empresas, mas antes mitigar os riscos de rentabilidades extremas associados à metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais.

**Ponto 5**

A ERSE toma boa nota da sugestão do CT. Como detalhado na resposta ao comentário do ponto O.2. da secção II acima, a ERSE aguarda a receção de uma proposta formalizada de metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que possa vir a emitir o seu parecer vinculativo.

Essa metodologia deve evitar a subsidiação cruzada do setor das comunicações eletrónicas por parte do setor da energia elétrica, ou seja, deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

Ponto 6

A decisão tarifária para 2022 contempla duas tarifas a aplicar aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

A primeira tarifa, designa-se por tarifa de acesso às redes aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Esta tarifa é publicada desde 2018, nos termos do Regulamento Tarifário, e corresponde a uma modalidade de faturação em que os ORD BT optam por ser faturados pelas entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, de acordo com as quantidades medidas no posto de transformação.

A segunda tarifa, designa-se por tarifa de venda aplicável aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Esta tarifa será publicada pela primeira vez para 2022, e corresponde à soma da tarifa de acesso às redes referida anteriormente com as tarifas de energia e de comercialização em MT. Esta tarifa, a aplicar no âmbito do fornecimento supletivo aos CUR BT, é totalmente aditiva e assegura o princípio da uniformidade tarifária.

Importa referir que publicar uma tarifa específica de uso da rede distribuição em BT para o ORD BT aplicar às suas entregas e uma tarifa específica de comercialização para o CUR BT aplicar aos seus fornecimentos, implicar violar o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional.

Ponto 7

Remete-se a este respeito para o ponto R, salientado que a definição do quadro legal e da nova titularidade das concessões é um elemento ainda em definição e que releva para o exercício da atividade regulatória.

Ponto 8

A ERSE toma boa nota da recomendação do CT relativamente à necessidade de se avaliar com urgência o equilíbrio económico-financeiro dos ORDbt.

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, embora entenda que se deverá aguardar o resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT para promover as alterações regulamentares necessárias.

Ponto 9

A ERSE toma boa nota desta recomendação do Conselho Tarifário. No entanto, o seu âmbito é regulamentar, extravasando o da proposta tarifária para 2022, pelo que não poderá ser acolhida neste contexto.

**Ponto 10**

Na previsão do custo unitário de aquisição de energia para os fornecimentos a clientes do CUR no ano de 2022, a ERSE assumiu a existência de custos associados aos serviços de sistema, onde se incluem os custos referentes ao mecanismo de banda de reserva de regulação (vide comentário do ponto F da secção II). Deste modo, a ERSE considera que existe o mesmo “*level playing field*” para o CUR e os restantes comercializadores retalhistas a atuarem no mercado.

Ponto 11

A ERSE acolhe a sugestão do CT e a revogação do regime de interruptibilidade não é considerada uma medida mitigadora de custos do SEN.

Ponto 12

Conforme referido anteriormente, embora a ERSE se reveja na preocupação do CT de que a existência de termos fixos penaliza os UVE de menor capacidade, tal não decorre, necessária e unicamente, da estrutura das tarifas da EGME. Tal como mencionado, antes mesmo de vigorarem as tarifas da EGME, existiam preços de OPC com termos fixos. Além do mais, as tarifas da EGME, incluindo a sua estrutura, não tem que ser repassada pelos CEME e OPC aos UVE. A ERSE mantém o seu entendimento de que uma estrutura das tarifas da EGME dependente da energia de carregamento não é a que melhor se adequa à atividade desenvolvida pela EGME. Ainda assim, esse tema pode ser levado a discussão na próxima consulta pública relativa ao Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME).

Ponto 13

A ERSE concorda com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE. Como referido anteriormente, há também que assegurar a simplicidade nas faturas apresentadas aos UVE. Considera-se que este é mais um tema a levar a discussão na próxima consulta pública relativa ao RME.

Ponto 14

A ERSE considera que a comparação entre custos de carregamento de veículos elétricos e de abastecimento de veículos a combustão interna é um exercício relevante, ainda que possa ser melhorado com informação adicional, tal como a que refere o CT, relativa a outros custos, nomeadamente, aqueles com a aquisição e a manutenção dos veículos, bem como com eventuais carregadores nas habitações. Contudo, esse exercício adicional é fortemente condicionado pelo caso concreto de cada utilizador de veículo elétrico, atual ou potencial, conforme apontado anteriormente. Por esse motivo, a ERSE entendeu manter a análise tal como realizada na proposta apresentada ao CT.

Ponto 15

O fecho definitivo da revisibilidade dos CMEC de 2017 está dependente da homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Assim, uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, o valor definitivo da revisibilidade anual de 2017 não pode, naturalmente, ser considerado nas tarifas.

Ponto 16

A ERSE acolheu parcialmente a recomendação do CT, designadamente através da revisão do valor previsional do IMDT para o ano 2022, remetendo-se a justificação sobre este tema para o comentário do ponto N.3 da secção II acima.

Ponto 17

Considera-se que a componente variável dos custos no CUR já permite que 60% dos proveitos permitidos variem com o número de clientes, o que já assegura o potencial acréscimo nos custos resultante do fornecimento supletivo.

**Ponto 18**

A ERSE acolhe a sugestão do CT, passando a considerar como repasse tarifário os encargos do ORD e do GGS com a fatura do Gestor Integrado de Garantias do SEN, remetendo-se a justificação para a resposta ao comentário do ponto T.1 da secção II acima.

Ponto 19

Conforme a resposta ao ponto V.4 ('Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva'), a opção de adotar variações tarifárias uniformes nas tarifas para 2022 em cada Região Autónoma, e dentro de cada nível (MT, BTE e BTN), é a solução que melhor assegura a retoma do processo de convergência no ano de 2023. Caso as tarifas para o ano de 2023 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível voltar a uma situação semelhante ao ano de 2021, retomando-se assim o processo de convergência entre o Continente e as Regiões Autónomas.

Ponto 20

A realização do estudo sobre a definição de custos eficientes para a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas foi realizada pela PwC por indicação da ERSE e com a colaboração das empresas EDA e EEM. Este é o terceiro estudo sobre o tema em apreço, e a principal alteração que dele resultou é a possibilidade de as empresas poderem adquirir fuelóleo de teor de enxofre de 0,5%, o que vai de encontro às preocupações manifestadas desde a realização do estudo anterior, pelo menos no caso da EEM. A ERSE considera que à parte este facto, não ocorreram outras alterações significativas, tendo havido sobretudo uma aproximação às condições contratuais de fornecimento de combustíveis de cada Região, sendo que a EDA e EEM estão em condições de avaliar, pela experiência acumulada em processos desta natureza, os parâmetros definidos pois são as detentoras dos contratos de fornecimento.

Ponto 21

A ERSE não considera que exista uma duplicação de fatores de eficiência aplicados à componente de CAPEX da metodologia TOTEX no período 2022 a 2025, remetendo-se a justificação sobre este tema para o comentário do ponto E.2 da secção III acima.

Ponto 22

A ERSE acolhe a sugestão do CT, considerando 50% dos custos com indemnizações e com processos judiciais na definição das bases de custos da atividade de DEE e de TEE para o novo período de regulação. A justificação detalhada desta opção encontra-se na resposta ao comentário do ponto O.3 da secção II acima.

Ponto 23

A ERSE acolheu as recomendações do CT no que diz respeito aos parâmetros das perdas nas redes, tal como se encontra explicitado na resposta ao ponto F.2. "Mecanismo de incentivo à redução de perdas".

Ponto 24

Relativamente a iniciativas junto do poder legislativo, além do quadro de atuação há enunciado relativamente ao IVA e à CAV, cumpre salientar que a ERSE apresentou proposta normativa para enquadrar e punir o furto e a fraude de energia. Fê-lo por reconhecer que a apropriação ilícita de energia constitui um fenómeno social grave, não só em virtude dos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do Sistema, mas também pela injustiça relativa que cria nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN que, inevitavelmente, vão refletir-se sobre todos os consumidores.



Nessa sequência o recente projeto de novo decreto-lei que estabelece a organização e funcionamento do SEN colocado em consulta pública prevê, em linha com essa proposta, um novo regime para a apropriação ilícita de energia, incluindo as práticas fraudulentas.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS

**◆ Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado ◆**

[\[Consulta Pública n.º 113\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário⁷² (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”⁷³

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 28 de março, o documento “**CP n.º 113 - Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado**”⁷⁴, solicitando a emissão de parecer até **15 de maio**.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

No documento de Enquadramento Global da Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, objeto da Consulta Pública n.º 113, é expresso pela ERSE:

“O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, impõe a produção de nova regulamentação e a necessária adaptação da já existente às mudanças de regime operadas, nos termos do seu artigo 303.º.

De acordo com o disposto no referido preceito, os regulamentos previstos no artigo 235.º são objeto de atualização, no prazo máximo de 18 meses (ou seja, até 15 de julho de 2023), pelas entidades competentes, visando assegurar o cumprimento do disposto no referido Decreto-Lei e demais legislação europeia.

Relativamente ao âmbito de competências da ERSE, definidas nos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, cabe a esta Entidade Reguladora a aprovação e aplicação dos regulamentos previstos no n.º 1 do artigo 246.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Compete, igualmente, à ERSE, nos termos do n.º 1 do artigo 263.º e do artigo 298.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, regulamentar o regime da apropriação indevida de energia, estabelecidos nos artigos 250.º e seguintes, com extensão à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, e de Gás de Propano Liquefeito (GPL) canalizado”.

A presente CP n.º 113 integra a revisão dos seguintes Regulamentos:

Regulamento de Operação das Redes – ROR;

Regulamento de Relações Comerciais – RRC;

Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações – RARI;

Regulamento da Qualidade de Serviço – RQS;

Regulamento do Autoconsumo - RAC;

Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes – RSRI

Regulamento Tarifário – RT.

⁷² Doravante abreviado por CT.

⁷³ Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁷⁴ E-Tecnicos/2023/500/FMS/MVC/JFV/lg.



Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia – RAIE (novo).

O CT regista negativamente a opção da ERSE em desencadear vários processos de emissão de parecer em simultâneo, dificultando a apreciação e a avaliação dos mesmos por parte deste órgão consultivo.

II ESPECIALIDADE

1. Ponto Prévio

Na presente Consulta Pública o CT/SSE irá manter a postura que tem adotado desde sempre, i.e., procederá à análise das alterações propostas para todos os Regulamentos, destacando os impactes tarifários das mesmas, só tecendo sugestões de alteração quando as mesmas possam não cumprir os fins a que destinam, apenas acrescentando custos a repercutir nas tarifas reguladas ou pela sua potencial inexequibilidade.

- A. Revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI);
- B. Revisão do articulado do Regulamento de Relações Comerciais (RRC);
- C. Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS);
- D. Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC);
- E. Apropriação Ilícita de energia (A.I.E.)

No que concerne à Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT), a mesma será efetuada a partir do ponto F. destacando o CT que a secção do SNG já emitiu parecer em 28 de abril de 2023 em resposta à Consulta Pública n.º 114.

A. Revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI)

A.1 A revisão do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) vem suprimir referências diretas a obrigações ou isenções ao pagamento de tarifas específicas, remetendo esta obrigatoriedade de pagamento ou isenção para os termos aplicáveis e previstos no âmbito do Regulamento Tarifário (RT).

Especificamente, elimina a disposição relativa à isenção do pagamento de tarifas de acesso por parte dos produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção, que passa a estar presente no articulado do RT.

Adicionalmente, retira do articulado a tarifa de uso da rede de transporte para os produtores, que se encontra atualmente extinta.

Por último, salienta-se que passa a estar previsto que a ERSE aprova e publica os valores dos fatores de ajustamento para perdas por período tarifário, juntamente com as tarifas e preços da energia elétrica para o ano seguinte.

Neste âmbito, o CT considera positivas as alterações efetuadas por constituírem atualizações necessárias ao articulado do RARI e por conferirem um melhor enquadramento às temáticas abordadas em cada Regulamento.

A.2 Acesso às redes com restrições

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que o acesso à RESP pode ser conferido com restrições, nos termos a regulamentar pela ERSE. Adicionalmente, o mesmo diploma define o conceito de



capacidade com restrições como sendo o valor máximo, não garantido, da potência aparente em determinado ponto da RESP que é possível atribuir a centros electroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento, podendo ser reduzido por iniciativa do operador de rede, por atuação na injeção, para garantir a segurança da operação do SEN.

Derivado do acentuado aumento de pedidos de ligação à rede, nomeadamente por produtores e instalações para carregamento de veículos elétricos, a garantia de um acesso rápido e eficiente à rede ganha um maior relevo e importância para o SEN no contexto da transição energética.

Neste contexto, surge a alternativa de acesso com restrições à rede, considerada em situações específicas, em que alguns critérios de acesso/planeamento de rede são agilizados pelos operadores das redes, permitindo aos utilizadores da rede beneficiarem de um processo de ligação mais célere e de condições económicas mais favoráveis, seja por via da redução de encargos de ligação, seja por via da remuneração pelo sistema dos condicionamentos impostos à utilização da ligação.

Nesse sentido, na proposta de revisão regulamentar em consulta pública, a ERSE propõe a criação da figura do Acordo de Acesso com Restrições, que é concretizada no articulado do RARI e que estabelece, no essencial, o quadro de princípios gerais aplicáveis a este tipo de acesso às redes.

Adicionalmente, propõe-se que esta ligação não firme, ao não exigir um reforço da capacidade da rede, deverá ficar isenta do pagamento do encargo relativo à comparticipação nas redes. Contudo, prevê-se que quando a rede passar a ter condições para acesso firme, o produtor poderá manter as suas condições de acesso com restrições, ou passar a ter um acesso firme, pagando o encargo de comparticipação nas redes de que esteve isento no momento inicial.

Importa referir que este tipo de ligação só poderá ocorrer por proposta do operador de rede uma vez identificada uma restrição na capacidade da rede e constitui um direito do produtor a sua aceitação.

Relativamente às instalações de consumo, o diploma não faz referência a essa possibilidade, mas a proposta regulamentar, nomeadamente no RRC e RARI, prevê a sua inclusão ainda que de forma cautelosa, propondo a realização de projetos piloto para estudo e avaliação, a realizar pelos operadores de rede. Acresce que o acesso com restrições às instalações de consumo terá sempre um carácter transitório, principalmente para as instalações em BT, em que aparentemente a grande vantagem para os seus titulares é o encurtamento do período para concretização da ligação.

Em síntese, o CT reconhece o impacto positivo destas medidas para o aumento da taxa de utilização do ativo RESP. No entanto, estas medidas devem apenas ser utilizadas como recurso para agilizar ligações, não substituindo os investimentos necessários a realizar nas redes de modo a alcançar os objetivos traçados e ultrapassar os desafios da transição energética.

A.3 Informação sobre novos investimentos

De acordo com o n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-lei 15/2022, de 14 de janeiro, para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infraestruturas da rede devem depender de uma análise custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Ainda de acordo com o n.º 6 do mesmo diploma, cabe à ERSE aprovar e aplicar a metodologia de avaliação a seguir, com base em proposta dos operadores de rede.

Assim a ERSE propõe incluir no RARI o artigo 24.º para dar cumprimento ao estabelecido no Decreto-lei 15/2022, de 14 de janeiro, no que à metodologia de custo benefício diz respeito, estabelecendo que esta análise deverá ser baseada numa metodologia aprovada pela ERSE, com base em proposta dos operadores das redes, a apresentar à ERSE no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do regulamento.



O CT recomenda que o prazo para submissão de propostas de metodologia por parte dos operadores à ERSE seja devidamente articulado com estas entidades.

A ERSE Introduz ainda no artigo 23.º a obrigatoriedade de os operadores enviarem, anualmente até 15 de junho, a informação sobre a necessidade de novos investimentos acompanhada dos resultados da análise custo e benefícios que fundamenta as necessidades identificadas.

Tendo em conta que esta informação faz parte dos planos de investimento que são elaborados pelos operadores de redes e apresentados de 2 em 2 anos até 15 de outubro, o CT recomenda a reanálise desta proposta sugerindo a fusão dos 2 artigos e eliminando para o efeito os n.ºs 2 e 3 do artigo 23.º que solicita informação que já é disponibilizada ao Regulador através das propostas de PDIR.

Ainda no que concerne à informação sobre os novos investimentos e as alterações introduzidas ao atual artigo n.º 25.º, a ERSE estende a informação dos novos investimentos para além dos habituais 2 anos solicitando a mesma *“para o horizonte temporal do período regulatório vigente ou até à data estimada da sua entrada em exploração dos projetos, com desagregação anual”*.

O CT recomenda que esta solicitação se circunscreva no máximo ao horizonte temporal do período regulatório vigente.

B. Revisão do articulado do Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

B.1 Extinção das tarifas transitórias

Tendo por base as disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a proposta de revisão regulamentar prevê, no artigo 247.º, o fornecimento de eletricidade em regime supletivo, com tarifas próprias para os níveis de tensão para os quais não existam tarifas transitórias.

Neste contexto, o CT entende que a disposição do n.º 1 do artigo 241.º do RRC não prevê a contratação do fornecimento supletivo de energia elétrica ou de gás com comercializadores de último recurso após a extinção das tarifas transitórias, sugerindo assim a seguinte alteração ao referido ponto do articulado:

“1 - A modalidade de contratação prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 240.º concretiza- se por aplicação das tarifas transitórias ou das tarifas supletivas aprovadas pela ERSE para os limiares de fornecimento previstos na lei.”

B.2 Regimes supletivos do Comercializador de Último Recurso e do Agregador de Último Recurso

A proposta de articulado do RRC, nomeadamente o n.º 6 dos artigos 248.º e 278.º determina que os clientes e instalações consumidoras ao abrigo de fornecimento supletivo por impedimento de comercializador ou os agentes em agregação supletiva por impedimento de agregador de mercado, sejam objeto de um procedimento concorrencial para a sua transferência para um comercializador de mercado ou para um agregador de mercado, respetivamente.

O CT nota que a atual proposta de revisão regulamentar é parca em detalhes sobre a forma que o procedimento concorrencial irá assumir, aguardando a respetiva subregulamentação pela ERSE para ficar a conhecer as regras, termos e condições aplicáveis. Em particular, encontra-se por clarificar que entidade ficará responsável pela realização desses procedimentos, sendo o CT de opinião que o OLMCA seria a escolha mais lógica, por ser uma entidade independente dos demais intervenientes do SEN e por se tratar de uma operação que envolve a mudança de comercializador ou de agregador.

A ser um operador regulado a desempenhar essa função, o CT aproveita para salientar a importância de a ERSE avaliar a aderência do proveito permitido aos custos decorrentes do acréscimo de responsabilidades, em respeito do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.

No que concerne ao fornecimento e agregação em regimes supletivos com origem na ausência de ofertas em mercado, a proposta estabelece que em situações de demonstrada persistência de condições que determinem a ausência de oferta por comercializadores ou agregadores em regime de mercado, a ERSE



pode estabelecer a existência de fornecimento ou agregação supletiva sem prazo de fornecimento limitado.

Neste âmbito, o CT considera que não é claro em que situações o CUR pode considerar que as mesmas configuram demonstrada persistência, sugerindo que a proposta incluísse disposições que determinassem um critério claro e objetivo para o efeito.

B.3. Medição, leitura e disponibilização de dados em instalações de clientes

Nos artigos 33.º e 39.º, sobre “*Correção de erros de medição e Correção de erros de leitura do equipamento de medição*”, propõe-se que os erros de medição, sejam corrigidos pelo respetivo operador de rede e que a data da correção não pode ser em qualquer caso superior a 30 dias.

O CT recomenda a clarificação de como agir, caso sejam ultrapassados os 30 dias previstos para correção das anomalias, por exemplo em situações não imputáveis ao ORD.

B.4 Interrupção do fornecimento

No artigo 79.º, sobre o *Pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente*, propõe-se passar de 5 para 10 dias a antecedência mínima a emissão do aviso de redução de potência. Sendo que a estes 10 dias se somarão outros 20 (no caso de que se efetive a redução de potência) para uma eventual interrupção de fornecimento.

O CT entende que a alteração regulamentar proposta não se encontra suficientemente fundamentada face aos vários interesses em presença, pelo que sugere a manutenção da norma regulamentar em vigor.

No que respeita ao tratamento proposto para os custos com a redução e reposição de potência contratada, que passariam a ser socializados pelo sistema, o CT recomenda a adoção desse regime somente a partir do momento em que todas as instalações estejam integradas nas redes inteligentes.

B.5 Relacionamento comercial do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

No artigo 242.º, ponto 15, mantém-se a exceção dada ao CUR, de impedir que clientes com dívida possam escolher outro comercializador. O CT manifesta a sua discordância quanto à manutenção desta dualidade de tratamento entre comercializadores de mercado livre e o CUR.

B.6 Explicitação de encargos na fatura

1. A proposta de revisão regulamentar vem transpor para o quadro regulamentar, nomeadamente o RRC, os princípios e as obrigações existentes na Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, da ERSE.
2. A Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, da ERSE surge na sequência da implementação do serviço de Banda de Reserva de Regulação (BRR) tornado necessário, como justificado pela ERSE por um lado pelo tratamento diferenciado dado pelos agentes no que respeita à evidenciação do encargo na fatura e, por outro lado, pela existência de potencial confundibilidade do encargo da BRR com os encargos relativos ao acesso às redes.
3. A referida recomendação estabelece que os comercializadores de energia elétrica devem (i) “apresentar na fatura todos os elementos prescritos na legislação, de forma clara e concisa”, e também (ii) “abster-se de promover confundibilidade do encargo da banda de reserva de regulação com os encargos relativos ao acesso às redes, evidenciando, sempre que necessário, à semelhança de outros encargos repercutidos pelo consumo afeto a cada carteira de comercialização, que aqueles encargos estão integrados no conceito do preço da energia, não devendo aquele encargo ser explícito de forma autónoma e isolada”.
4. Face ao anterior, a ERSE propõe incluir no articulado do RRC o seguinte:



- (novo) Art. 45.º, n.º 3 - Sempre que o comercializador opte por desagregar a parcela da fatura correspondente ao custo da energia, excluindo deste âmbito a parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, deve essa desagregação ser completa e integral das rubricas que a compõem;
 - (novo) Anexo I, Art. 4.º, n.º 4 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 45.º, para efeitos do cumprimento do n.º 2, os comercializadores devem abster-se de promover confundibilidade dos encargos por si negociados diretamente com os clientes com os encargos relativos ao acesso às redes, evidenciando que aqueles encargos estão integrados no conceito do preço da energia, não devendo ser explícitos de forma autónoma e isolada;
5. O CT entende que esta disposição por parte da ERSE não deve ser introduzida no RRC, nos moldes propostos, porque:
- o âmbito de aplicação da Recomendação n.º 1/2022, de 12 de abril, recaiu especificamente no caso particular da BRR, nomeadamente pelo facto de, aparentemente segundo a ERSE, ter existido no mercado confundibilidade do encargo da BRR com os encargos relativos ao acesso às redes;
 - a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, que veio estabelecer um conjunto de obrigações de informação a prestar pelos comercializadores de energia aos consumidores de energia elétrica, gás natural, gases de petróleo liquefeito (GPL) e combustíveis derivados de petróleo, já estabelece os elementos e o conteúdo mínimo a constar na fatura de energia dos consumidores.
6. Quanto à possibilidade de ser efetuada uma desagregação completa e integral das rubricas que compõem o preço de energia, o CT considera que tal opção poderá ser suscetível de gerar complexidade na leitura da fatura por parte de alguns consumidores e sem que as vantagens da proposta de desagregação completa sejam evidentes.
7. O CT entende que deve ser possível aos comercializadores realizar uma desagregação parcial dos seus custos na fatura dos clientes MAT\AT\MT\BTE\BTN>20,7 kVA e dos clientes com consumos anuais de gás superiores a 10 000 m³ (n).
8. O mecanismo ibérico tem o seu próprio quadro normativo de explicitação na fatura, razão pela qual não tem aplicação o referido nos pontos que antecedem.

C. Revisão do articulado do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)

Decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que induziu alterações à organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), vem agora a ERSE promover a adaptação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS), aprovado em 2021.

A síntese de alterações propostas pela ERSE ao nível do Regulamento da Qualidade de Serviço, correspondem a:

1) Agregador de eletricidade e suas obrigações ao nível comercial

Propõe o regulador que em termos de qualidade de serviço se estabeleçam as seguintes obrigações para o agregador:

- Meios obrigatórios de atendimento – o agregador deve garantir um atendimento completo ao seu cliente, tendo obrigatoriamente de disponibilizar atendimento telefónico e atendimento por escrito;
- Obrigatoriedade de resposta a pedidos de informação e a reclamações;
- Os níveis de qualidade na resposta a reclamações e pedidos de informação, medidos nos prazos de resposta, são iguais aos exigidos aos comercializadores.

O CT concorda com a proposta da ERSE.



2) Restrição de acesso à rede por prestação de serviços de flexibilidade

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui um papel de destaque aos consumidores de energia elétrica, no âmbito do SEN, considerando que possam evoluir de consumidores passivos para agentes ativos que produzem eletricidade para autoconsumo ou para venda de excedentes, armazenam e oferecem serviços de flexibilidade e agregam produção.

Os serviços de flexibilidade podem ser concebidos para ajudar a manter a estabilidade da rede elétrica assegurando o equilíbrio entre o consumo e a produção – serviços de balanço, ou para resolver congestionamentos de rede ou ainda controlo de tensão – serviços de flexibilidade local.

Relativamente à participação voluntária dos clientes nos serviços de sistema ou de flexibilidade, a ERSE considera que pode resultar a sua limitação de consumo decorrente da prestação desses serviços.

Assim, o RQS vem estabelecer que uma restrição de acesso à rede decorrente da prestação de um serviço não é equiparada a uma interrupção de fornecimento de energia elétrica, pelo que não serão contabilizadas para efeitos dos indicadores de continuidade de serviço nem para as respetivas compensações, facto com o qual o CT manifesta a sua concordância.

3) Proposta de procedimento a adotar pelos operadores de rede no âmbito da análise de reclamações relativas à qualidade de energia elétrica

A ERSE propõe que os operadores de rede que tenham disponíveis na sua rede equipamentos de medição inteligente (EMI), utilizem a informação recolhida pelos EMI em rede inteligente e pelos DTC na zona da instalação do cliente para uma primeira análise de triagem da qualidade de energia, devendo o cliente ser informado dessa análise, sem prejuízo do direito a requerer uma visita do operador de rede.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

4) Resposta a reclamações por escrito

Na proposta de revisão a ERSE clarifica que as reclamações recebidas por escrito devem ser respondidas por escrito. Adicionalmente, definiu o regulador, independentemente do meio utilizado para a apresentação da reclamação, esta deve ser respondida por escrito sempre que o reclamante explicitamente o solicite.

Considera-se, ainda, que estas determinações não impedem as entidades reclamadas de esclarecerem os reclamantes através de outros meios, nomeadamente o telefónico, desde que também o façam por escrito, para que o reclamante possa ficar com a resposta à sua reclamação num meio perene, acessível e consultável.

O CT está de acordo com a proposta da ERSE.

5) Limitação do valor máximo das compensações de continuidade de serviço

O atual RQS estabelece no seu número 4 do artigo 92.º que o montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 100% do montante pago anualmente pelo cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes.

A ERSE refere que a limitação do montante global de compensação a pagar a cada cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes pode ver a sua aplicação subvertida quando, por via da tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de acesso às redes se torna muito reduzida ou até negativa, o que na prática conduz a limites muito baixos e, portanto, ao pagamento de valores de compensação muito reduzidos, ou mesmo nulos.

Acontece que nos anos 2022 e 2023 têm vigorado tarifas de acesso às redes com valores negativos nos vários níveis de tensão. É neste contexto que a ERSE considera que de forma a imunizar o efeito negativo que as tarifas de acesso às redes colocam na limitação do montante global de compensação a pagar a



cada cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes, deverá utilizar-se o valor médio das tarifas de uso das redes aplicado por nível de tensão e tipo de fornecimento.

A abordagem de utilizar o valor médio das tarifas de uso das redes permite evitar que os operadores das redes calculem a aplicação destas tarifas a cada cliente em cada ano, apenas para efeitos do limite das compensações, o que seria uma exigência desproporcionada ao seu objetivo.

Por outro lado, tendo em conta que o valor da tarifa de uso das redes representa, na generalidade, metade do valor da tarifa de acesso às redes, considera o regulador limitar a compensação a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes.

Face ao exposto, a ERSE propõe modificar a redação do n.º 4 do artigo 92.º do RQS, no sentido de limitar a compensação a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes.

Os valores médios das tarifas de uso das redes por nível de tensão e tipo de fornecimento, a usar para o cálculo dos limites das compensações, são publicados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. Desta forma, preserva-se o nível do limite das compensações que vigorou nos últimos anos, excluindo os anos especialmente afetados pela crise dos mercados de energia que anulou o sobrecusto tarifário com a PRE e o transformou num excedente tarifário.

O CT revê-se na justificação apresentada pela ERSE e concorda com a proposta de revisão do cálculo do limite de compensações.

6) Implementação de projetos piloto

A ERSE na proposta em apreço do RQS cria a figura de projeto piloto, considerando projetos piloto os projetos de investigação ou de demonstração que se destinem a promover a inovação.

Estes projetos ficam sujeitos aos seguintes princípios:

- i. devem ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta fundamentada por parte de qualquer entidade.
- ii. O projeto piloto pode prever que durante a execução seja derrogada a aplicação de normas do RQS aos participantes no projeto piloto.
- iii. De modo a garantir a transparência dos processos, deve ser dada publicidade aos projetos aprovados.

O CT concorda com o enquadramento que a ERSE prevê para a realização de projetos-piloto, uma vez que facilita a realização de experiências com novas abordagens e soluções, num ambiente regulatório controlado, que permita avaliar devidamente os respetivos custos e benefícios para o sistema.

D. Revisão do articulado do Regulamento do Autoconsumo (RAC)

O regime jurídico do autoconsumo de energia, instituído originalmente em 2014 pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, foi objeto de revisão em 2019 (Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro), atribuindo à ERSE responsabilidades sobre o modelo de relacionamento comercial, sobre a medição e disponibilização dos dados e sobre as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis neste regime, tendo sido, em 2021, aprovado o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC).

A presente proposta da ERSE de revisão do RAC decorre das recentes alterações ao regime jurídico do setor elétrico, através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que introduz aperfeiçoamentos relevantes no regime do autoconsumo. A experiência de aplicação prática de projetos pilotos nesse



domínio bem como a clara aposta em torno de um sistema energético mais participado pelos agentes, nomeadamente consumidores, justificam plenamente esta revisão regulamentar.

D.1 Direitos e Deveres dos Sujeitos Intervenientes

O RAC reconhece ao autoconsumidor o direito de venda do excedente, diretamente em mercado ou através de um agregador.

A proposta em apreço introduz as novas figuras das Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE) e do agregador de último recurso, previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

No caso das CCE passa a ser permitido que estas desenvolvam, entre outras, atividade de autoconsumo coletivo entre os seus membros, aplicando-se-lhe as mesmas regras estabelecidas para as Comunidades de Energia Renovável (CER).

O agregador de último recurso passa a adquirir supletivamente, mediante solicitação, os excedentes do autoconsumo (aquando de situações de inexistência de ofertas de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador do excedente tenha ficado impedido de exercer a sua atividade).

Cabe referir que, até que se concretize a atribuição de licença específica de agregação de último recurso, as atividades do agregador de último recurso são exercidas pela entidade titular da licença de comercialização de último recurso para Portugal continental.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, também alterou a figura do operador logístico de mudança de comercializador, que passou a incluir a mudança de agregador, o que terá, quando efetivamente implementado, impactos práticos ao nível dos procedimentos de alteração da atribuição do excedente às respetivas carteiras dos agregadores.

Em face do estabelecido na legislação, o CT concorda com a necessidade destas alterações regulamentares.

D.2 Relacionamento comercial, incluindo suspensão da partilha e intervenção

A revisão ao RAC começa por propor a eliminação da referência à celebração de contratos entre produtores e operador da rede de transporte, pelo facto de o quadro regulamentar ter deixado de prever a tarifa de injeção na rede (tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores), proposta à qual o CT nada tem a opor.

Outras alterações desta revisão regulamentar que o CT destaca e concorda:

- Introdução da possibilidade de comercialização entre pares, nomeadamente através da contratação direta entre quaisquer dois agentes agregadores, incluindo na negociação de excedentes de autoconsumo, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC);
- No que diz respeito ao relacionamento comercial entre o ORD e a EGAC, nomeadamente nos aspetos relativos à interrupção de instalações, resulta que o ORD deve:
 - Suspender a partilha de energia em autoconsumos coletivos que tenham dívidas vencidas relativas ao uso das redes para autoconsumo;
 - Suspender a partilha da energia injetada na rede (por instalação de produção, instalação de armazenamento, ou instalação de consumo com UPAC ou com armazenamento associados) por instalações sobre as quais recaia uma obrigação de interrupção;
- Apuramento da fatura de mudança de comercializador, no âmbito do autoconsumo coletivo, considerando os coeficientes de partilha definitivos (admitindo prazos mais alargados para a emissão das faturas de fecho aos clientes finais como contrapartida de dados de consumo mais fiáveis). O proposto não tem quaisquer implicações no processo de mudança de comercializador,



afetando tão somente os prazos de emissão das faturas de fecho após a mudança de comercializador.

- O autoconsumidor participante no autoconsumo coletivo, titular da UPAC, tem o direito de vender diretamente o excedente ao agregador, desde que tal não prejudique o desempenho das competências da EGAC.

D.3 Medição e leitura

A proposta de revisão do RAC refere:

- Os operadores das redes são responsáveis pela totalidade dos encargos associados aos equipamentos de medição das instalações de consumo, incluindo as instalações sem obrigação de controlo prévio e sem transação do excedente. Mantém-se ainda a obrigação de instalar esses equipamentos no prazo máximo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido.
- Os titulares das instalações de produção e das instalações de armazenamento são responsáveis pela totalidade dos encargos associados aos respetivos equipamentos de medição. Nas instalações de produção de eletricidade para autoconsumo, nas instalações de armazenamento autónomo participante em autoconsumo e nas instalações de consumo com UPAC sempre que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW (para efeitos da energia injetada na IC), os encargos são da responsabilidade dos autoconsumidores.

Seguindo o disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a proposta de revisão do RAC estabelece que os operadores de redes são responsáveis pelos encargos dos equipamentos de medição, salvo nos casos dos equipamentos de medição de UPAC (integradas nas instalações de consumo ou ligadas de forma autónoma à rede) e de sistemas de armazenamento ligados de forma autónoma à rede.

Porém, a proposta de articulado parece ir um pouco além da legislação, ao prever que, nos casos em que é suposto o autoconsumidor assumir os custos dos equipamentos de medição, fica também responsável pela sua gestão.

No entender do CT, independentemente da responsabilidade de assunção dos encargos totais associados a estes contadores, a gestão destes equipamentos deve pender para o operador de rede, de forma a minimizar riscos na integração destes equipamentos nos sistemas de telecontagem dos operadores. Este aspeto é particularmente crítico nos contadores das UPAC e dos sistemas de armazenamento autónomo, devido ao facto de as medições destes equipamentos servirem de suporte para a partilha de produção e, consequentemente, para a faturação.

Neste sentido, o CT propõe que os equipamentos de medição para UPAC e sistemas de armazenamento autónomos sejam instalados, explorados e mantidos pelo operador de rede, com a cobrança de um preço regulado ao autoconsumidor correspondente aos encargos totais destes equipamentos, em alinhamento com a legislação.

O CT regista, contudo, que na Região Autónoma da Madeira foi aprovada legislação regional sobre o autoconsumo que mantém a responsabilidade do autoconsumidor pelos encargos com o equipamento de medição inteligente, em divergência com os regimes do Continente e da Região Autónoma dos Açores, pelo que entende o CT que a ERSE, dentro das suas competências, deve promover a igualdade daqueles regimes.

D.4 Disponibilização de dados

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE a responsabilidade de fixar o período temporal para apuramento de saldos em regime de autoconsumo. A proposta mantém o período de 15 minutos como o período temporal de referência.

O CT concorda com os argumentos da ERSE, nomeadamente com o necessário critério de simultaneidade entre produção e consumo.

O CT partilha o entendimento da ERSE que esta é uma opção mais robusta face ao modelo de “*net metering*” (que recorre aos balanços em prazos dilatados) que não considera a diferenciação temporal do preço da energia e instrumentaliza o sistema elétrico como armazenamento sem suportar o respetivo custo.

Mantendo-se o apuramento de saldos quarto-horários no regime de autoconsumo, é com base nesses saldos que a faturação irá assentar. Assim, estabelece-se a obrigação de disponibilização diária, em d+1 (no dia seguinte ao do consumo/injeção), de todos os dados quarto-horários, saldados e devidamente validados.

Sabendo-se que a atual taxa de sucesso das leituras remotas (em d+1) é inferior a 90%, a disponibilização de dados em d+1 vem acompanhada necessariamente de estimativas, sem prejuízo da sua substituição por dados reais à medida que estes sejam obtidos. Introduce-se o reporte trimestral à ERSE relativo à percentagem de instalações com dados estimados disponibilizados em d+1 pelos operadores das redes, permitindo o acompanhamento deste indicador.

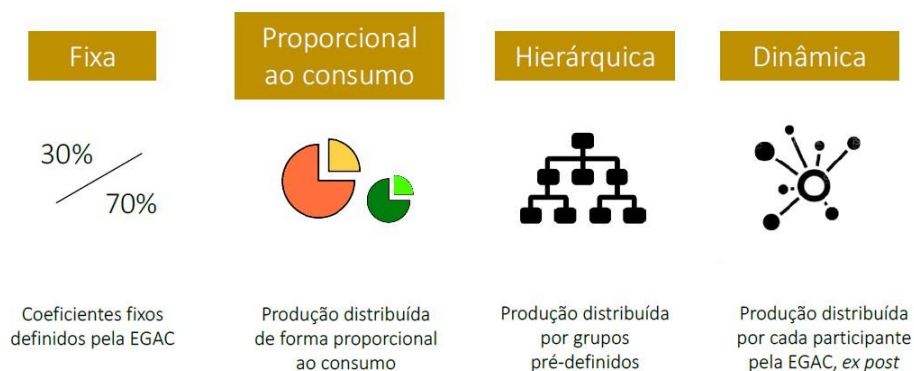
No caso do autoconsumo coletivo, por abranger diversas instalações e agentes, o potencial impacto dessas estimativas é naturalmente superior pelo que a ERSE formula um conjunto adicional de regras. Entre outras, para cada autoconsumo coletivo, o operador de rede sincronize o ciclo de faturação do acesso à rede de todas as instalações envolvidas e a partir de uma data-limite, os coeficientes de partilha já não sofrerão quaisquer alterações até ao fecho das carteiras de comercialização.

Este procedimento merece a concordância do CT.

D.5 Modos de partilha da energia em autoconsumo coletivo

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro estabelece quatro modos possíveis de partilha em autoconsumo coletivo: coeficientes fixos, coeficientes proporcionais ao consumo de cada instalação (modo definido por defeito na legislação), hierarquização, e partilha dinâmica.

Figura 2-1 – Modos de partilha da energia em autoconsumo



Fonte: ERSE, documento justificativo da proposta de revisão ao RAC, Consulta Pública nº 113.

Os modos de partilha baseados na aplicação de coeficientes proporcionais e na aplicação de coeficientes fixos estavam já previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, cabendo agora introduzir o quadro de regras aplicável aos modos de partilha hierárquica e de partilha dinâmica.

Para estes últimos, a ERSE aprovou um conjunto de projetos-piloto para sua testagem. Este projetos-piloto estão ainda numa fase inicial de implementação, pelo que ainda não há quaisquer resultados.



Para a partilha hierárquica⁷⁵ a presente revisão propõe:

1. A Entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC) comunica ao operador de rede, com caráter prévio:
 - a) a estrutura hierárquica a considerar, organizada em grupos de instalações (de produção, consumo, armazenamento). A ERSE propõe não estabelecer, para já, qualquer limite no número de grupos.
 - b) o algoritmo de partilha de energia a aplicar em cada grupo de instalações (i.e., regras de partilha intragrupo).
 - c) as regras de partilha da eventual energia sobrando com os grupos de instalações para os quais subsista consumo por satisfazer após a partilha intragrupo (i.e., regras de partilha intergrupo).
2. A eventual energia para partilha que subsista após a aplicação das etapas anteriormente referidas é considerada como excedente e alocada à EGAC, de forma agregada, para efeitos de venda em mercado (se for esse o caso).

Para a partilha dinâmica⁷⁶, que introduz requisitos mais exigentes ao nível da troca de dados/informação entre a EGAC e os operadores das redes, a ERSE propõe:

- a) Diariamente, em d+1, o operador de rede disponibiliza todos os dados quarto-horários saldados;
- b) O apuramento de carteiras de comercialização, também em d+1, para as instalações participantes em autoconsumo, deve refletir a aplicação de coeficientes de partilha apurados com base no modo (provisório) proporcional ao consumo;
- c) Em m+1, o operador de rede disponibiliza todos os dados quarto-horários saldados atualizados, relativos a todos os dias do mês a faturar, de modo a refletir eventuais correções que, entretanto, possam ter tido lugar;
- d) Em m+1, até à data-limite estabelecida para o autoconsumo coletivo em concreto, a EGAC comunica ao operador de rede os coeficientes de partilha definitivos, podendo ainda corrigi-los após validação pelo operador de rede, no prazo por este definido;
- e) Em m+1, em função do ciclo de faturação estabelecido para cada autoconsumo coletivo em concreto, o operador de rede fatura o acesso (aos comercializadores e à EGAC, se aplicável) com base nesses coeficientes de partilha definitivos, não sendo consideradas quaisquer alterações posteriores a esses coeficientes. Idealmente, a faturação dos comercializadores aos respetivos clientes deve ter lugar imediatamente após esta faturação.

O CT toma nota da necessidade adicional dos comercializadores adaptarem o respetivo ciclo de faturação das instalações em função de uma data comum para todas as instalações que participam num dado autoconsumo coletivo de forma a incorporarem a melhor informação no processo, minimizando posteriores acertos de faturação.

O CT regista, por fim, que a partilha em modo hierárquico ou dinâmico deixa de ser feita sob o regime dos projetos-piloto de iniciativa das EGAC, passando a ser uma das opções ao dispor dos autoconsumos coletivos.

⁷⁵ A partilha hierárquica consiste no estabelecimento prévio de níveis ordenados de aplicação de regras de partilha. A título de exemplo, a partilha prioritária da energia produzida com os serviços comuns do condomínio (mimetizando uma lógica de socialização dos custos de investimento no sistema de autoconsumo).

⁷⁶ A EGAC tem liberdade total para gerir a partilha de energia entre as instalações que integram o autoconsumo coletivo, implementando os critérios de atribuição de energia que forem definidos pelos próprios membros.



O CT considera que estes modos de partilha representam uma inovação importante e positiva que, face à complexidade que introduz, justifica informação complementar do regulador, nomeadamente através da publicação de alguns exemplos didáticos.

D.6 Tarifas de acesso às redes aplicáveis a instalações participantes em autoconsumo

As matérias referentes a tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo quanto à sua definição, estrutura e metodologia de cálculo passam a constar no Regulamento Tarifário (RT), pelo que a proposta do RAC visa eliminar as disposições sobre estas matérias remetendo-as para o RT.

O CT regista esta alteração, sendo que eventuais considerações sobre o tema serão realizadas no âmbito da proposta do RT.

D.7 Prestação de informação pelos Operadores das Redes

Para além de uma atenção e procura de monitorização particular às situações de falhas de leitura, é também proposto pela ERSE o envio de informação respeitante ao balanço de energia, no final do ano, tendo em conta a energia autoconsumida, partilhada e o excedente, proposta com a qual o CT concorda.

D.8 Pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro define «Energia armazenada» como sendo a energia elétrica acumulada em sistemas de armazenamento de energia, incluindo em veículos elétricos, quando os mesmos sejam capazes de introduzir energia na rede, nomeadamente através dos pontos de carregamento bidirecionais associados à instalação de utilização.

A ERSE faz notar que existem atualmente dificuldades de compatibilização com o regime jurídico próprio da mobilidade elétrica (Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril), entre outras, i) a obrigação de contratar o serviço de carregamento com um CEME ii) a inviabilidade de aprovisionar junto da EGAC em contratação bilateral iii) limitação da atuação de um CEME ao nível de apenas um ponto de carregamento, particularmente aqueles que participem em regime de autoconsumo; iv) entidades distintas para apuramento de dados no setor elétrico e no setor da mobilidade elétrica.

As dificuldades elencadas devem, no entender da ERSE, motivar uma revisão do regime jurídico da mobilidade elétrica, de modo que melhor se compatibilize com o setor elétrico, designadamente na modalidade de autoconsumo. O CT partilha do entendimento da ERSE e recomenda que seja colocada na agenda essa necessidade de ajustamento.

Por ora, a ERSE limita-se a permitir o enquadramento de projetos-piloto caso o ponto de carregamento esteja integrado na rede de mobilidade elétrica propor através da eliminação no RAC do requisito de bidirecionalidade em pontos de carregamento de veículos elétricos.

E. Regulamento relativo à Apropriação Ilícita de Energia (A.I.E.)

1. O Decreto-lei nº 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), revogou o decreto-lei n.º 328/90, de 22 de outubro, criou um novo regime para a apropriação indevida de energia e determinou, no artigo 298º, a extensão deste regime à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e de GPL canalizado, cabendo à ERSE proceder à respetiva regulamentação (art.º 263º).
2. Conforme reconhecido no texto preambular do decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, *“a apropriação ilícita de energia (...), incluindo as práticas fraudulentas, constitui um fenómeno social grave, não só em virtude dos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do sistema, mas também pela injustiça relativa que cria nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando*



custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN que, inevitavelmente, vão refletir-se sobre todos os consumidores”.

3. No setor elétrico esta matéria estava prevista no Decreto-lei n.º 328/90, de 22 de outubro, que estabelecia diversas medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de Energia Elétrica.
4. Contudo, a evolução do setor no sentido da separação das atividades e liberalização da comercialização, justifica uma interpretação atualista de vários dos preceitos do citado diploma, nomeadamente no que respeita à legitimidade que, pela natureza das coisas, caberá ao operador de rede e não ao comercializador.

Acresce que a evolução deste setor aponta para fatores adicionais de complexidade, nomeadamente através da participação dos consumidores em mercados de flexibilidade e outros serviços de rede, os quais poderão ser intermediados por entidades terceiras (agregadores, empresas de serviços de energia), o mesmo se passando com a mobilidade elétrica, o que determina a necessidade de um novo regime jurídico ajustado às novas realidades.

5. Por seu turno, o setor do gás, que, até à entrada em vigor do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não dispunha de quaisquer normas legais aplicáveis a situações de apropriação ilícita de gás, beneficia do alargamento do regime previsto para a apropriação indevida de energia àquele setor, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e de GPL canalizado, cujo modelo de negócio é, em diversos aspetos, muito semelhante ao do setor do gás natural, sendo igualmente suscetível de casos de apropriação ilícita de gás.
6. O Regulamento em apreço na presente Consulta Pública visa concretizar o procedimento aplicável no caso da identificação de factos suspeitos da existência de apropriação indevida de energia, definindo as normas aplicáveis:
 - a) à inspeção e à impossibilidade da sua realização,
 - b) aos termos da efetivação da interrupção e redução de potência contratada e da sua impossibilidade, e
 - c) à concretização da indemnização e respetivo pagamento.

Assim:

1. No que se refere às **Inspeções**, o artigo 251.º, n.ºs 1 e 2 do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que a suspeita da existência de uma AIE, incluindo fraude, determina a realização de uma inspeção urgente ao local, sem notificação prévia, a realizar por uma equipa inspetora composta por um número mínimo de dois técnicos, sempre que possível, na presença do utilizador ou do proprietário, produtor, agregador ou prestador de serviços.
2. Esta norma encontra-se concretizada no artigo 4º da proposta de regulamento.
3. O n.º 2 do artigo 4.º da proposta estabelece que as equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000. O CT sugere que a ERSE pondere a aplicação deste referencial no caso das RAs.
4. O CT concorda com a existência nos operadores de rede de equipas dedicadas ao combate à AIE, mas entende que o contributo de outras equipas operacionais tecnicamente habilitadas ao fim em vista também deve ser considerado.
5. O n.º 4 do artigo 4.º do regulamento estabelece que *o operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respetivo comercializador, que deverá prestá-la de forma imediata.* O CT nota que será importante estabelecer-se prazos e serem evitados conceitos indeterminados de forma a garantir



- uma maior certeza de todo o funcionamento do procedimento em causa. Nesta medida, o CT propõe que a expressão “*forma imediata*” seja substituída por um prazo fixo e determinado.
6. Adicionalmente, o n.º 5 dispõe que, sem prejuízo do n.º 1 do artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador de rede, perante dificuldades de acesso à instalação, pode proceder ao agendamento de visita combinada.
 7. No entender do CT, estas disposições parecem condicionar a realização da inspeção ao sucesso do contacto com o titular da instalação, o que iria além do espírito consagrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que prevê a realização da inspeção sem notificação prévia.
 8. Neste contexto, o CT considera importante salvaguardar que inspeção possa ser realizada apenas de acordo com o artigo 251.º do referido diploma.
 9. Do mesmo modo, o n.º 6 do art.º 4.º estabelece que o operador de rede, *verificados indícios razoáveis de AIE, pode determinar que sejam realizados os consumos máximos suportados pela instalação no decurso da inspeção*. O CT propõe que para melhor esclarecimento da matéria seja realizada uma referência ao disposto no art.º 250, n.º 2 do DL 15/2022, de 14 de janeiro que estabelece o elenco das situações do que se entende por “*indícios razoáveis de AIE*”.
 10. O n.º 1 do artigo 5.º do Regulamento *prevê que em caso de impossibilidade de realização da inspeção a consumidores residenciais, por necessidade de acesso ao interior das instalações, o operador de rede deixa no local aviso com indicação de nova data de inspeção, a realizar preferencialmente no prazo de 48 horas, estabelecendo no n.º 4 os elementos que devem constar do referido aviso*. O CT regista esta consagração, mas alerta para a importância de virem a ser estabelecidos quais os efeitos decorrentes da falta de preenchimento e/ou referência a alguns dos elementos constantes do aviso em causa.
 11. O n.º 4 do artigo 5.º da proposta define o conjunto de informação que deve constar do aviso a deixar pelo operador na instalação em caso impossibilidade de realização da inspeção, prevendo que, para além da data da nova inspeção, deve ser incluída a data e hora da deslocação realizada, a identificação dos técnicos envolvidos, os motivos para a não realização da inspeção, os contactos e meios necessários para a realização da inspeção e as consequências para a não comparência.
 12. O CT questiona se a inclusão da identificação dos inspetores neste tipo de avisos, não prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não contribuirá para uma excessiva exposição destes colaboradores e, até, para comprometer a sua integridade, dada a natureza da sua atividade, potencialmente conflituante com os destinatários dos avisos.
 13. Neste contexto, o CT entende que seria mais prudente que, no lugar desta informação, o aviso contivesse apenas a identificação da equipa.
 14. O mesmo preceito, estabelece no n.º 4 *que a notificação do projeto de decisão é feita pessoalmente ao titular da instalação, sempre que for possível o acesso à instalação, ou por carta registada e pelos demais meios escritos previstos no n.º 5 - do Artigo 5.º*. O CT nota que poderia ser importante estabelecer-se quais os efeitos do insucesso da notificação por carta registada e quais os respetivos efeitos.
 15. O artigo 7.º da proposta estabelece, no n.º 1, que, nas situações em que se verifique a existência de mera quebra de selos do contador ou do dispositivo de controlo de potência, o operador de rede deve substituir no prazo mais curto possível o contador para verificar ulteriormente se existe AIE, podendo realizar ulteriormente nova inspeção ao local, determinando, no n.º 3, que o operador de rede procede à colocação no local de equipamento de substituição provisório de forma a garantir a continuação do fornecimento.
 16. O CT entende que a norma contida no n.º 3 do artigo 7º não tem aplicabilidade neste setor, dado não existir para este tipo de situações equipamentos de substituição com carácter provisório, pelo que recomenda uma reponderação da citada norma.



17. No que diz respeito à Interrupção e Redução de Potência Contratada, o n.º 1 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê que o operador de rede deve proceder à interrupção da injeção ou do fornecimento de energia sempre que identifique indícios fortes da existência de situação de AIE (igual ação deve o ORD efetuar em caso de incumprimento das disposições legais e regulamentares relativas às instalações elétricas suscetível de colocar em causa a segurança de pessoas e bens).
18. Em concretização desta norma, o artigo 8.º da proposta de regulamento estabelece as normas aplicáveis à Interrupção em caso de AIE, designadamente, que para além da descrição pormenorizada da situação de AIE, a decisão final deve conter os fundamentos da imputação e da interrupção ou redução de potência contratada, tendo em linha de conta a pronúncia do titular da instalação, e, bem assim:
- ✓ O valor do montante pecuniário a pagar a título de indemnização, forma de cálculo e o respetivo responsável, tal como o prazo para pagamento, as consequências da sua não realização e os termos do restabelecimento;
 - ✓ A possibilidade de realização de um pagamento por conta, caso aplicável;
 - ✓ Os direitos do produtor, utilizador ou proprietário, designadamente o de requerer a avaliação ou reapreciação da informação recolhida pelo operador de rede e de impugnar qualquer decisão do operador de rede, mediante recurso aos tribunais judiciais ou aos meios alternativos de resolução de litígios existentes, identificando o centro de conflitos de consumo competente.
19. Prevê-se, assim, para além do direito geral de impugnação, o direito de reagir junto do operador de rede, mediante pedido de reapreciação a apresentar no prazo de 10 dias contados da receção da decisão final, quando se considere infundada a imputação de benefícios por AIE, a interrupção ou a redução de potência contratada ou o valor de indemnização ou de pagamento por conta apurado na decisão final.
20. O n.º 7 do art.º 8.º consagra ainda a possibilidade de impugnação judicial ou o recurso aos meios alternativos de resolução de litígios existentes para impugnação de qualquer decisão tomada pelo operador de rede, incluindo a questão da imputabilidade.
21. O CT considera importante que o articulado permita cobrir as situações em que é possível ao operador regularizar a AIE imediatamente na sequência da sua deteção, sem necessidade de interromper o fornecimento, como forma de não burocratizar excessivamente o processo de combate à fraude.
22. No n.º 3 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, encontra-se previsto um outro mecanismo de resposta à identificação de uma situação de AIE, permitindo, como passo prévio à interrupção, a concretização de redução de potência contratada. Em concretização do disposto, o artigo 9.º da Proposta de Regulamento contém as normas aplicáveis à redução da potência contratada, de que se destacam as seguintes:
- ✓ Previsão de redução para 1,15 kVA;
 - ✓ Aplicação às instalações de energia elétrica em BTN;
 - ✓ Estabelecimento de período limite para a redução, correspondente ao prazo máximo de 1 mês ou à verificação das condições que permitam o restabelecimento nos termos do artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
 - ✓ Previsão do direito a interromper de imediato quando, no decurso da nova inspeção ao local prevista no artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador de rede verifique a manutenção ou a existência de nova situação de AIE, designadamente alteração



indevida da potência ou incumprimento de outras disposições legais e regulamentares.

Neste particular, o CT salienta que o n.º 1 do artigo 9.º da Proposta de Regulamento, no que concerne ao escalão correspondente à redução de potência, deve explicitar igualmente o escalão de 3,45 kVA, a considerar nos clientes BTN com instalações trifásicas.

23. O artigo 253.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o procedimento em caso de impossibilidade de concretização de redução de potência contratada ou interrupção por inacessibilidade da instalação de produção, armazenamento ou consumo, determinando que seja realizada uma última inspeção, deixando aviso no local, sob pena de recurso às forças e serviços de segurança e que, nos casos de recusa de acesso nessa nova inspeção, seja lavrado auto pelas das forças e serviços de segurança, sendo entregue à equipa técnica do operador de rede o correspondente duplicado. Esta previsão encontra-se concretizada no artigo 10.º da proposta de Regulamento.

24. No que diz respeito à **Indemnização** em caso de AIE, o artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identifica os valores devidos pelo beneficiário de AIE, quando verificada e confirmada a apropriação indevida, a título de indemnização e de reincidência:

- Montante pecuniário correspondente ao valor devido a título de potência;
- Montante pecuniário correspondente ao valor medido ou estimado por injeção ou consumo irregularmente feito;
- Juros de mora sobre os montantes a que se referem as alíneas anteriores, calculados à taxa legal.

O artigo 11.º da Proposta Regulamentar do AIE concretiza esta disposição legal apresentando a forma de cálculo destes valores.

25. O artigo 255.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece como condições para o restabelecimento em caso de interrupção ou redução de potência contratada por AIE, bem como para a celebração de contrato quando não exista contrato ativo:

- a) A realização de nova inspeção ao local para verificação da regularidade da instalação, sendo para o efeito obrigatória a permissão de acesso físico ao respetivo local;
- b) A entrega de um valor de pagamento por conta pelo beneficiário de AIE com vista à indemnização do sistema elétrico em causa, a regulamentar pela ERSE.

Esta previsão legal encontra-se concretizada no artigo 12.º da proposta de Regulamento do AIE.

26. O artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define os casos de responsabilidade do operador de rede, nomeadamente nas situações de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou nos casos de imputabilidade subjetiva incorreta do beneficiário, estabelecendo que, sem prejuízo de indemnização por danos sofridos nos termos gerais:

- ✓ Os custos de interrupção e de restabelecimento são suportados pelo operador de rede, que procede ao reembolso dos valores já pagos, acrescidos de juros calculados à taxa legal aplicável por cada dia, desde a realização do pagamento;
- ou
- ✓ É paga pelo operador de rede uma compensação ao interessado pela interrupção correspondente ao valor diário, nos termos definidos pela ERSE.

O artigo 14.º da Proposta de Regulamento concretiza esta disposição legal, considerando a ERSE que os operadores de rede devem garantir a idoneidade dos seus funcionários para integrarem as equipas inspetoras.



27. Ainda assim, a proposta estabelece no n.º 5 do mesmo artigo, que o operador de rede deve alterar a composição da equipa inspetora que deu causa às situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e monitorizar a qualidade da prestação do serviço.
28. O CT considera positivo o facto de esta disposição prever a monitorização da qualidade do serviço prestado, sobretudo nas situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, mas considera a obrigatoriedade do operador alterar a composição das equipas excessivamente intrusiva na gestão de operações que é da exclusiva competência do operador, para além dos encargos financeiros inerentes a esta atividade.
29. Tendo em conta a relevância da apropriação ilícita de energia, não só pelos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do sistema, como também pela discriminação que provoca nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, gerando custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN com repercussão sobre todos os consumidores, o CT regista positivamente a proposta de Regulamento AIE objeto da presente Consulta Pública.
30. Por outro lado, atendendo a que se encontram previstas na proposta de Regulamento AIE normas relativas à proteção de dados pessoais, ao direito de audiência prévia e bem assim à responsabilidade do operador de rede pelos custos de interrupção e de restabelecimento, em caso de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou nos casos de imputabilidade subjetiva incorreta do beneficiário, o CT considera adequadas as normas previstas na proposta de articulado, tendo em conta a necessidade de equilíbrio entre os vários interesses em presença.
31. O CT constata que a norma prevista no artigo 254.º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro que estabelece que no caso dos consumidores prioritários, como tal reconhecidos na regulamentação da ERSE, e independentemente do nível de tensão ou potência contratada, o operador de rede deve regularizar a situação sem recorrer à interrupção do fornecimento ou à redução de potência contratada, podendo o consumidor, a todo o tempo, invocar factos que sejam suscetíveis de o qualificar como consumidor prioritário, não se encontra concretizada na proposta de Regulamento em apreço.

Assim, o CT recomenda à ERSE a inclusão desta norma na versão final do Regulamento AIE.

32. De igual forma, o CT constata que não se encontra prevista, de forma autónoma, na proposta de Regulamento AIE, a norma constante do artigo 262º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, relativa aos Centros de arbitragem de conflitos de consumo, sendo apenas referida de forma discreta no n.º 7 do artigo 8º da proposta de articulado em apreço.

Assim, o CT recomenda que na versão final do Regulamento AIE seja incluído um artigo prevendo que:

- o Se considere conflito de consumo o litígio existente entre uma pessoa singular e o operador de rede sobre a existência de AIE e o seu beneficiário.
- o Sem prejuízo do direito de recurso aos tribunais, a pessoa singular a quem seja imputado o benefício por AIE pode, por sua opção expressa, submeter o litígio à apreciação dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados, inclusive no que respeita ao montante pecuniário a pagar.

F. Revisão do articulado do Regulamento Tarifário (RT)

F.1 Enquadramento

1. O RT estabelece as disposições aplicáveis aos critérios, estrutura e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica, à determinação dos proveitos permitidos das atividades reguladas,



- e disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
2. Elencam-se de seguida as principais alterações propostas pela ERSE que serão objeto de posterior análise neste Parecer.
 3. As principais alterações preconizadas pela ERSE ao nível da estrutura tarifária visam concretizar as disposições legais decorrentes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a introdução das melhorias necessárias, com destaque para:
 - a) A tarifa de referência que permite remunerar os produtores em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores, que sejam representados em mercado pelo agregador de último recurso;
 - b) A eliminação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador OLMC, passando a existir um preço regulado a pagar por comercializadores e agregadores cessionários;
 - c) A nova metodologia de repercussão dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), em substituição da anterior metodologia prevista na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
 - d) A isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes pelas instalações autónomas de armazenamento na parte que respeita à energia elétrica adquirida para injeção na rede elétrica de serviço público (RESP);
 - e) Estabelecer no RT as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com o estatuto de cliente eletrointensivo, para consumo e para autoconsumo, e as respetivas deduções de CIEG previstas na legislação;
 - f) Alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em alta tensão (AT) e em muito alta tensão (MAT).
 4. No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações propostas visam a adequação do quadro regulamentar ao novo quadro legal do setor elétrico nacional (SEN), com a atualização dos agentes intervenientes e suas designações, bem como do seu relacionamento, destacando-se as seguintes:
 - a) Definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso (AUR), incluindo uma disposição transitória para que o comercializador de último recurso (CUR) desempenhe as atividades reguladas do AUR até à atribuição da respetiva licença;
 - b) Eliminação das disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial;
 - c) Alteração da atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), evidenciando-se no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);
 - d) Prever a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG,
 - e) Incluir medidas de contenção tarifária ao nível do agregado dos proveitos referentes aos CIEG recuperados pela tarifa de UGS aplicada pelo operador da rede de distribuição (ORD), que está atualmente considerado ao nível dos proveitos permitidos ao CUR.



5. A ERSE propõe um conjunto de clarificações na redação do articulado e no tratamento de rubricas para efeito de definição dos proveitos permitidos, bem como de harmonizações com os demais regulamentos da ERSE e com a legislação recentemente publicada, como seja o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro assim como as regras gerais aplicáveis.
6. A ERSE propõe ainda, alterar o prazo para o Conselho Tarifário (CT) emitir parecer à proposta de fixação excepcional de tarifas, de 30 dias contínuos para 10 dias úteis, um prazo que considera mais adequado a contextos de urgência que justifiquem recorrer à fixação excepcional de tarifas.
7. Finalmente, o CT regista que algumas alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro não foram tratadas nesta revisão regulamentar, por não estarem ainda reunidas todas as condições para a sua regulamentação. A título de exemplo destaca-se a criação do Gestor Integrado das Redes de Distribuição (GIRD), que futuramente unificará a gestão técnica das redes de distribuição em AT e em média tensão (MT) e das redes de distribuição em baixa tensão (BT).

F.2 Atividade do Agregador de Último Recurso

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro criou o quadro legal para o Agregador de Último Recurso (AUR), estabelecendo através dos art.º 143.º e 148.º a 151.º, a obrigação deste relativamente à aquisição de energia elétrica, a três grupos de produtores:

- a) Aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados;
- b) Aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- c) Aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

É neste contexto que a ERSE propõe a inclusão no RT das disposições relativas à separação de atividades a considerar para efeitos do cálculo dos proveitos permitidos do AUR e a definição das respetivas metodologias de regulação.

A determinação do cálculo dos proveitos permitidos do AUR, estabelecida nos artigos 133.º-A Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida e 133.º-B Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, do RT, será realizada através de duas atividades reguladas, com separação de contas para efeitos de regulação, ao nível dos custos de aquisição de energia, das receitas de venda de energia e dos custos de funcionamento. Estas atividades, conforme artigo 11.º-A Atividades do agregador de último recurso e alteração do artigo 3.º Siglas e definições, do RT, correspondem a:

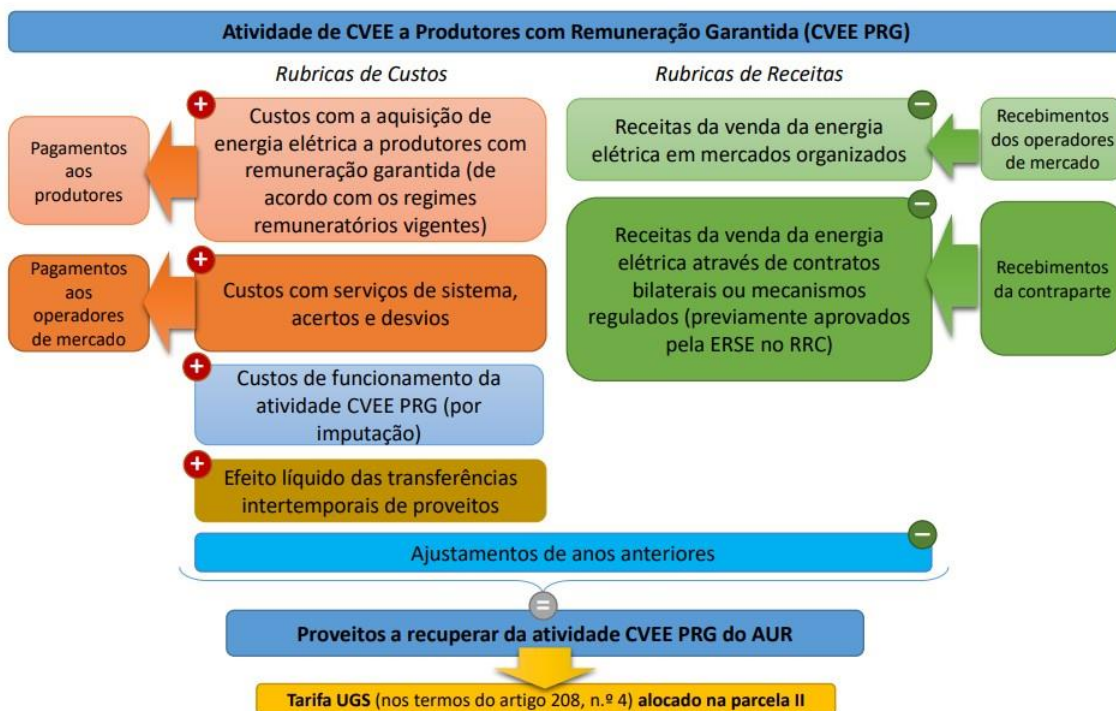
- i) Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG);
- ii) Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC).

Como princípio de regulação para os custos de funcionamento, a ERSE propõe uma metodologia por custos aceites, que para cada uma das atividades contemplará uma componente de custos com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido) e outra de custos de exploração aceites para efeitos de regulação.

O CT manifesta a sua concordância com a separação de contas para efeitos de regulação, ao nível dos custos de aquisição de energia, das receitas de venda de energia e da metodologia de regulação proposta pela ERSE, para os custos de funcionamento.

O fluxo de custos e receitas da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG), decorre em conformidade com a figura seguinte.

Figura 2-2 - Atividade de CVEE PRG do AUR – Diagrama de custos e receitas



Fonte: ERSE

Destaca-se o facto do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro revogar o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que determina a separação, para efeitos da repercussão tarifária, existente atualmente para os proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR, entre a PRE1 e a PRE2⁷⁷.

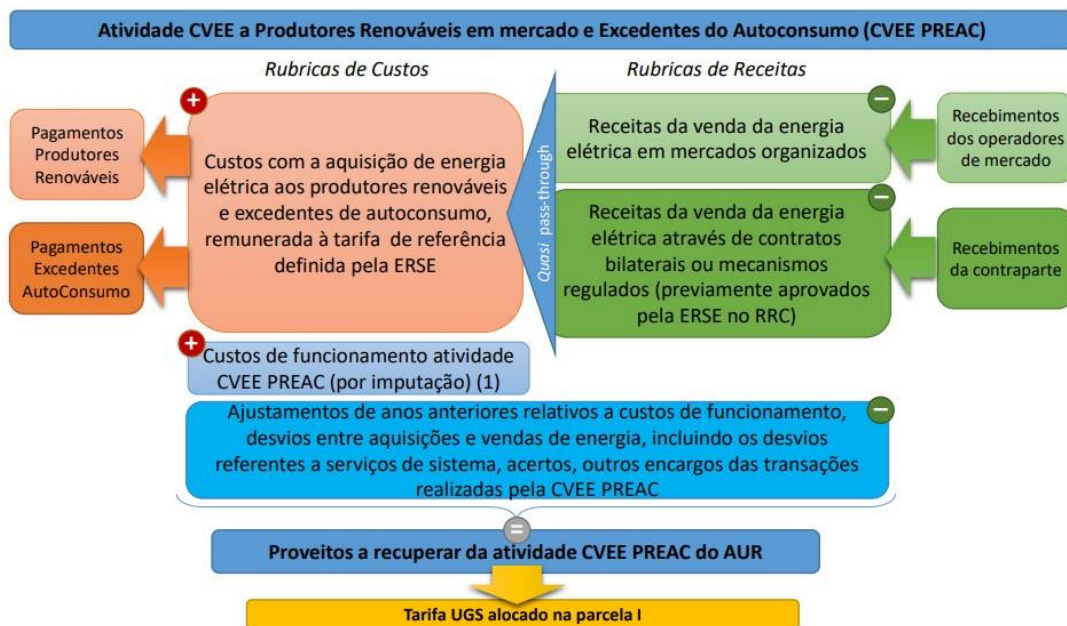
Considera a ERSE que é por este motivo, que a formulação de proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR apresenta o diferencial de custo da produção com remuneração garantida de forma agregada, sem prejuízo de se manter um reporte de informação que preveja a desagregação, por tecnologias, de quantidades e de custos da energia adquirida aos produtores com remuneração garantida.

Através da alteração do artigo 120.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, do RT, é definida a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR.

Os proveitos a recuperar na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC), do AUR, conforme figura seguinte, corresponderão à diferença, incluindo ajustamento de anos anteriores, entre os custos associados à aplicação das tarifas de referência das aquisições de energia e as receitas das vendas dessa energia que forem efetivamente obtidas, deduzida dos custos de funcionamento e dos custos inerentes à venda da energia efetivamente ocorridos que são imputados à atividade, isto é, que não são imputados aos produtores.

⁷⁷ A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

Figura 2-3 - Atividade de CVEE PREAC do AUR – Diagrama de custos e receitas



Nota: (1) Inclui a totalidade dos custos de funcionamento, que pode estar total ou parcialmente deduzido às receitas com as tarifas de referência pagas aos produtores.

Pela sua natureza, em especial por não constituir um CIEG, a ERSE propõe a recuperação dos proveitos da atividade de CVEE PREAC através da parcela I da tarifa de UGS, recomendando-se que o encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação prestado pelo AUR, que integra a tarifa de referência a pagar pelos produtores representados por aquele, esteja em linha com os encargos gerais de operação do AUR, de modo a minimizar os desvios a recuperar pelas tarifas.

Destaca-se que, em conformidade com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro e conforme refere a ERSE:

- i) até à atribuição da nova licença de agregação de último recurso o atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental (SU Eletricidade S.A.) desenvolverá as atividades do AUR [art.º 287.º e 288.º];
- ii) foram incluídas disposições transitórias no RT para que o normativo previsto para as atividades reguladas do AUR seja aplicável ao atual CUR;
- iii) neste período transitório até à atribuição da nova licença, o artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, 14 de janeiro, impõe uma limitação da potência de ligação a 1 MW dos produtores renováveis em mercado que podem contratar o serviço de agregação com o AUR, pelo que o regulador inseriu esta particularidade na disposição transitória do RT relativa à atividade de CVEE PREAC;
- iv) a atividade de CVEE PREAC do AUR a desenvolver transitoriamente pelo atual CUR tem equivalência com a atual atividade de facilitador de mercado, com a particularidade de passar a ser uma atividade regulada, cujos proveitos permitidos têm repercussão tarifária.

Através da alteração dos artigos 114.º Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema e 115.º Custos de gestão do sistema, do RT, é definida a forma de recuperação dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR.



Os artigos 198.º-A Informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso, 198.º-B Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida e 198.º-C Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, do RT, identificam os requisitos de informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso, semelhante à informação a facultar pelas empresas reguladas.

Relativamente às Tarifas da Atividade do Agregador de Último Recurso a proposta da ERSE consiste em:

- i) integrar no RT a tarifa de referência que permita remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores;
- ii) adotar, para cálculo da remuneração, uma formulação idêntica à prevista para o CUR na sua atuação em regime de substituição do facilitador de mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, incluindo os encargos conforme estabelecidos na Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, da ERSE. Assinala a ERSE que esta proposta de tarifa de referência do AUR corresponde a fazer um *pass through* dos preços verificados no mercado diário (preços horários médios, ponderados pelo perfil de produção de cada instalação), líquido dos encargos com os desvios à programação e outros suportados pela unidade de programação específica que vende a energia em mercado (alocação *pro rata* pela energia).
- iii) uma componente fixa de encargos, a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação prestado.
- iv) eventuais ajustamentos de proveitos do AUR, decorrentes tanto de diferenças entre a remuneração obtida pelo AUR através colocação da energia adquirida e a remuneração paga aos produtores, como do serviço de intermediação, a ERSE propõe que estes sejam considerados na tarifa de Uso Global do Sistema.

O CT concorda com os princípios adotados pela ERSE relativamente às Tarifas da Atividade do AUR.

F.3 Facilitador de mercado

O CT relembra que, no seu parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023”, instou a ERSE a definir um modelo de regulação adequado, que garantisse o equilíbrio económico-financeiro da atividade de Facilitador de Mercado, a qual é equivalente à atividade de CVEE PREAC até à atribuição da licença de AUR em procedimento concursal.

Com essa finalidade, na reformulação do RT do Setor Elétrico, a ERSE propõe que a atividade de CVEE PREAC do AUR passe a ter repercussão tarifária, devendo os proveitos permitidos ser calculados através da fórmula estabelecida no artigo 133.º-B.

Dada a natureza previsional de algumas das componentes da remuneração da atividade de CVEE PREAV, nos termos propostos no artigo 133.º-B, no apuramento dos proveitos permitidos dessa atividade é considerado o ajustamento dos proveitos dos dois anos anteriores, determinado com base nos valores efetivamente ocorridos. Em conformidade, à luz das alterações propostas à redação do RT, no exercício tarifário de 2024, no cálculo do proveito permitido da CVEE PREAC serão considerados os ajustamentos respeitantes a 2022 e 2023.

O CT constata, contudo, que a função de Facilitador de Mercado do CUR entrou em operação no início de setembro de 2020, nos termos da Instrução ERSE n.º 3/2020, de 30 de julho, sendo necessário assegurar que a reformulação do RT preveja uma forma de o CUR recuperar adicionalmente os valores em desvio nos



exercícios de 2020 e 2021, avaliados em 128,7 k€ (os quais foram acumulados por subestimação dos encargos gerais de operação suportados pelo CUR na representação dos PREAC em mercado).

Assim sendo, de forma a acautelar o respeito pelo princípio do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, o CT propõe que seja adicionada uma norma transitória no RT que preveja a recuperação dos desvios incorridos na atividade de Facilitador de Mercado nos exercícios de 2020 e 2021 no proveito permitidos da CVEE PREAC do AUR de 2024.

F.4. Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador

- a) O CT constata que, em transposição do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, 14 de janeiro, a reformulação do RT proposta pela ERSE prevê o alargamento da atual atividade de OLMC ao processo de mudança de agregador, bem como uma alteração das regras de financiamento dessa atividade.
- b) Desta forma, o RT passa a consagrar o financiamento dos custos do serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, prioritariamente, através de um preço regulado a pagar pelos comercializadores e agregadores cessionários e, supletivamente, pelas tarifas de eletricidade. Mais concretamente, os custos não ressarcidos através do preço regulado serão recuperados através da Tarifa de Acesso às Redes, na parcela I da tarifa de UGS, com a correspondente eliminação da tarifa de OLMC, enquanto tarifa autónoma, a qual recuperava na totalidade o proveito permitido desta atividade definido pela ERSE.
- c) Para além das regras de financiamento, na reformulação do RT a ERSE define a metodologia de regulação da atividade de OLMCA, sugerindo um modelo de regulação por incentivos sobre o TOTEX, idêntico ao aplicável à ADENE, enquanto OLMC, desde 2018, considerando o CT que esta proposta induz uma gestão eficiente da atividade.
- d) Antes de mais, o CT considera essencial acautelar que a implementação das novas regras de financiamento e do modelo de regulação, por um lado, não compromete o equilíbrio económico-financeiro do OLMCA e, por outro, não se consubstancia num agravamento de custos para os consumidores finais face às condições atualmente em vigor.
- e) No que se refere ao novo preço regulado, nos termos propostos pela ERSE, este conceito aplicar-se-á a todos os processos de mudança de comercializador e de agregador, excluindo-se do pagamento as entradas diretas de instalações sem contrato anterior e as saídas diretas de instalações por cessação ou denúncia de contrato (sem celebração de novo contrato).
- f) O CT concorda com o âmbito de aplicação do preço regulado proposto pela ERSE, que dispensa o seu pagamento no caso das entradas diretas no mercado, uma vez que tal situação não configura *stricto sensu* uma mudança de comercializador ou agregador.
- g) O CT nota, contudo, que sendo o preço regulado aplicado a todos os processos de mudança ativados na plataforma do OLMCA, designadamente aos regressos legalmente permitidos ao CUR, importa assegurar a neutralidade da repercussão dos custos daí resultantes no proveito permitido da atividade de comercialização regulada, de modo a salvaguardar o equilíbrio económico-financeiro do CUR. Para esse efeito, o CT recomenda que o custo suportado pelo CUR com o serviço de intermediação prestado pelo OLMCA seja reconhecido na designada “Parcela Z” do proveito permitido da atividade de comercialização, referente aos montantes a repercutir nas Tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência (vd. artigo 132.º, n.º 2, do RT).
- h) Por fim, o CT constata que o procedimento para atribuição da licença de OLMCA, previsto no artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, deveria ter ocorrido no prazo de um ano a contar da data de entrada em vigor do diploma, o que ainda não se efetivou. Transitoriamente, enquanto não for atribuída a licença na sequência do referido procedimento concorrencial, o gestor global do SEN



continua, nos termos do n.º 2 do artigo 292.º do mesmo diploma, a desempenhar as funções de operador logístico de mudança de agregador.

- i) Assim sendo, é entendimento do CT que a disposição prevista no artigo 228.º-A da proposta de reformulação do RT, segundo a qual *“as atividades e respetivas disposições, aprovadas no presente Regulamento, aplicáveis ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, são desempenhadas pela entidade que detém a licença Operador Logístico de Mudança de Comercializador, à data da entrada em vigor do presente regulamento, até à atribuição da licença de Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador de acordo com artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro”*, deve ser revista à luz da disposição transitória do referido Decreto-Lei.

G. Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral

G.1 Parcelas da Tarifa de Uso Global do Sistema e CIEG

Como refere a ERSE, *“os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e, por configurarem um desígnio coletivo, social e de interesse geral, são suportados por todos os consumidores”*. Atualmente, a recuperação destes custos é feita através da repercussão na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), com exceção dos encargos relativos às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, que são repercutidos na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, enumera quais os encargos que devem ser considerados CIEG⁷⁸ e a tabela seguinte faz a comparação dos custos incluídos atualmente na parcela II da tarifa de uso global do sistema (UGS) com o novo enquadramento legal:

⁷⁸ art.º 208.º, n.º 2. Ficou ainda estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que poderão existir outros CIEG, desde que listados como tal no RT ou novos CIEG que venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia.



| Atualmente na parcela II da UGS | Decreto-Lei n.º 15/2022 |
|---|---|
| Diferencial de custo da PRE1 e da PRE2 | Diferencial de custo da produção renovável com remuneração garantida ou outros regimes de apoio |
| Diferencial de custo dos CAE | Diferencial de custo dos CAE e do CMEC |
| CMEC | |
| Garantia de Potência e Remuneração da Reserva de Segurança do SEN | Mecanismos de capacidade |
| Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA | Diferencial de custo com a convergência tarifária das RA |
| PPEC | PPEC |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | Medidas de sustentabilidade de mercados |
| Terrenos do domínio público hídrico | Terrenos do domínio público hídrico |
| Estabilidade (DL 165/2008) | - |
| Custos com a ERSE | - |
| Custos com a Autoridade da Concorrência | - |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto da energia das ondas | - |

Fonte: ERSE, documento justificativo, pág. 29

Da leitura e proposta da ERSE, depreende-se que:

1. Os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que deu origem ao primeiro défice tarifário do setor elétrico a recuperar até 2024, deixam de ser catalogados como CIEG, sem prejuízo de continuarem a serem recuperados através da parcela II da UGS, por decorrerem de medidas de política energética.
2. Os custos com a ERSE e os custos com a Autoridade da Concorrência deixam de ser considerados como CIEG e passam a ser recuperados através da parcela I da UGS numa alusão a custos de gestão transversal do sistema elétrico.
3. Os custos com a concessionária da Zona Piloto destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas assumem a natureza de medida de política energética, e embora não identificado especificamente como CIEG pelo novo quadro legal, a ERSE assume uma natureza equiparada.
4. Adicionalmente, e na sequência do novo modelo de financiamento do OLMCA transcrito pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe que a recuperação dos respetivos custos seja operada através da parcela I da UGS (custos de gestão do sistema).
5. Finalmente, a nova atividade de CVEE PREAC do Agregador de Último Recurso (AUR) também fica associado à gestão do sistema, ou seja, parcela I da UGS.

Em síntese, todos os custos de política energética, de sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG), definidos explicitamente pelo DL 15/2022, de 14 de janeiro, ou equiparados pela ERSE, bem como outros que, eventualmente, venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, passam a integrar a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.



A parcela I da tarifa de UGS mantém os custos associados à gestão global do sistema e equiparados assim como os restantes custos não catalogados normativamente como CIEG.

O CT reconhece que a associação direta dos CIEG à UGS II tem a vantagem de permitir a distinção mais imediata dos custos que decorrem do uso e gestão da rede elétrica daqueles que resultam de medidas de política energética.

O CT salienta a importância histórica dos CIEG nos exercícios regulatórios de fixação de tarifas e preços, mas acolhe a oportunidade de revisão do seu conceito e novas classificações das componentes dos custos do sistema.

Contudo, o CT entende que esta revisão não deve prejudicar a análise e consistência face ao passado dos CIEG assim como a granularidade analítica, em cada uma das suas rubricas, de forma a garantir o nível de escrutínio a que estes custos foram sujeitos até hoje.

Neste sentido, preventivamente, o CT solicita que a ERSE municie este conselho dos dados necessários para prosseguir a análise da evolução temporal nos moldes do atual RT, pelo menos até ao fim do período regulatório em vigor.

G.2 Metodologia de Repercussão dos CIEG na Parcela II da Tarifa de UGS

Atualmente, a Portaria n.º 332/2012⁷⁹ estabelece que repercussão dos CIEG é feita na tarifa de Uso Global do Sistema e têm vindo a ser alocados com base nas variáveis de potência contratada ou de energia, consoante a rubrica em questão.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a repercussão dos CIEG deve passar a ser efetuada em função do nível de tensão e do tipo de fornecimento⁸⁰, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo *“critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas”*.

O membro do Governo responsável pela área da energia pode, ainda, definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para uma repercussão diferenciada dos CIEG.

Nesse sentido, a ERSE apresenta, nesta revisão do RT, uma nova metodologia de repercussão dos CIEG, a refletir no cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a recuperar pelos operadores das redes de distribuição. Em vez de assentar em critérios de alocação diferenciados por rubrica de custo dentro dos CIEG, como acontece atualmente, a proposta almeja definir um critério de alocação a partir do valor global dos CIEG para cada ano por nível de tensão, tipo de fornecimento e variável de faturação.

Em síntese, os preços da parcela II da tarifa de UGS, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, devem ser calculados através de uma fórmula que se baseia em 3 parâmetros:

- **Coefficientes de estrutura tarifária**, em base anual, no referencial de entrega a clientes, que definem a estrutura de preços para a parcela II da tarifa de UGS, entre grupos tarifários e variáveis de faturação. Os coeficientes de estrutura tarifária devem ser orientados para a estrutura de preços que resulta da soma das restantes tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, designadamente as tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição e a parcela I da tarifa de UGS no sentido de assegurar a *«não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas»*.
- **Coefficientes de alocação**, em base anual. Os coeficientes de alocação condicionam a repercussão dos CIEG entre grupos de utilizadores.

⁷⁹ Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro.

⁸⁰ Nº 5 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.



- **Fator multiplicativo**, em base anual. O fator multiplicativo, a aplicar a todos os preços, garante a conciliação com o montante global dos proveitos a recuperar na parcela II da tarifa de UGS. pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental.

No caso de o membro do Governo responsável pela área da energia definir, nos termos do n.º 6 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mediante despacho, uma repercussão diferenciada dos CIEG, entre grupos tarifários e variáveis de faturação, caberá à ERSE implementar essa decisão na sua metodologia, nomeadamente através da escolha dos coeficientes de estrutura tarifária e dos coeficientes de alocação.

A ERSE explana várias radiografias e análises quantificadas para a última década comparando, por exemplo, a repercussão dos CIEG que resultaria do sinal de preço das tarifas com a repercussão dos CIEG que efetivamente resultou nos exercícios tarifários passados. Complementarmente, ilustra o efeito da nova metodologia na fixação da tarifa de Acesso às Redes, comparando três cenários distintos para o cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema face ao referencial e informação das tarifas do setor elétrico em 2021.

Os impactes apresentados demonstram, segundo a ERSE, a necessidade de convergir gradualmente para uma imputação dos CIEG de acordo com a estrutura das tarifas de Acesso às Redes (excluindo os CIEG).

O CT entende a obrigação desta profunda alteração no RT em resposta ao disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que atribui à ERSE a definição dos termos de repercussão dos CIEG, embora não possa subscrever linearmente que o processo passe, assim, a ser mais transparente, como afirmado pela ERSE. Representa, também e *in fine*, um engenhoso e complexo processo de conciliar o novo enquadramento legal com o intuito, embora louvável, de assegurar uma certa estabilidade tarifária face ao passado.

O CT enfatiza que a atribuição de valores aos vários parâmetros da fórmula constitui um aspeto preponderante que merece a necessária sustentação e justificação do racional adotado.

Nesse sentido, o CT não pode deixar de assinalar que o eixo central de defesa quantificada dos impactos da metodologia esteja focado exclusivamente no exercício regulatório de 2021, com o evidente objetivo de obter preços médios os mais próximos possíveis da Estrutura da Tarifa de Acesso às Redes, por variável de faturação em 2021, o que parece, salvo melhor opinião, insuficiente como exercício prático.

Complementarmente, atendendo ao atual contexto de grande volatilidade no mercado, com reflexo em oscilações muito significativas nos valores a recuperar ou a devolver de CIEG ao sistema, esta análise alargada a diferentes exercícios tornar-se-ia ainda mais necessária.

Assim o CT recomenda que a ERSE compare, nos próximos exercícios regulatórios relativos à repercussão dos CIEG, a situação que decorreria da aplicação da atual regra face a nova metodologia e respetivos parâmetros que vierem a serem fixados.

Sem prejuízo do exposto, o CT dá nota de alguns aspetos complementares evidenciados pela ERSE que decorrem da proposta apresentada:

1. Potência em horas de ponta, incluída como variável de faturação na parcela II da tarifa de UGS.

Face ao objetivo de transmitir os sinais económicos pelo uso das redes e do sistema, a estrutura vigente da parcela II da tarifa de UGS, assente na potência contratada e na energia ativa, não permitia transmitir o sinal de preço da potência em horas de ponta, que é significativo nos níveis em que a variável se aplica (MAT, AT, MT e BTE). Assim, considera-se importante a sua introdução, não obstante ser necessário promover uma introdução gradual desta variável, através dos coeficientes de estrutura tarifária.

2. Energia reativa. Não será incluída como variável de faturação da parcela II da tarifa de UGS.



3. CIEG negativos. A metodologia de cálculo permite mitigar preocupações de distorção de preços nesta situação.

4. Diferimento de CIEG. Instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária.

A possibilidade de diferimento de CIEG, num prazo máximo de cinco anos, contemplada no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é um instrumento complementar para assegurar a estabilidade tarifária, nomeadamente se esse objetivo não for possível de ser atingido com a metodologia de cálculo agora proposta para a parcela II da tarifa de UGS.

5. Repercussão diferenciada dos CIEG. Cabe à ERSE implementar eventuais decisões do Governo na sua metodologia de cálculo.

Caso o membro do Governo responsável pela área da energia defina, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, até ao dia 15 de setembro de cada ano, mediante despacho e ouvida a ERSE, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, é possível à ERSE implementar a decisão através da sua metodologia de cálculo, nomeadamente através dos coeficientes de estrutura tarifária e dos coeficientes de alocação.

6. Isenções parciais ou totais. O fator multiplicativo pode internalizar a redução de receitas devido à existência de isenções.

A proposta de articulado inclui uma formulação mais geral para o cálculo da parcela II da tarifa de UGS, capaz de acomodar a existência de isenções para certos utilizadores da rede (ex: clientes eletrointensivos), através do fator multiplicativo.

7. Harmonização: a repercussão dos “CIEG” em Espanha também é proporcional ao valor global dos CIEG.

O CT reitera que é fundamental que a forma de repercussão dos CIEG, atuais ou futuros, explicita critérios objetivos, claros e transparentes.

G.3 Transferência Intertemporal de CIEG

A ERSE passa a prever no RT a possibilidade de efetuar transferências intertemporais dos proveitos a recuperar relativos à repercussão de todos os CIEG.

No anterior quadro legal, os diferenciais de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) eram os únicos CIEG que podiam ser sujeitos a diferimento quinquenal⁸¹. No entanto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio alargar essa possibilidade a todas as rubricas de CIEG, num período máximo de cinco anos.

Relativamente a este tema, o CT defende que, por princípio, a totalidade dos custos e remuneração das atividades do setor deve ser repercutida nas tarifas do ano a que dizem respeito, sendo que o recurso ao diferimento de custos do setor sobrecarrega as gerações futuras em favor das gerações atuais.

O CT reconhece, contudo, que pode haver um conjunto de circunstâncias excecionais que possam vir a justificar, a título pontual, o adiamento do pagamento de parte dos custos do setor.

Em caso de necessidade de diferimento, no processo de cálculo tarifário, a ERSE refere que justificará a forma como os montantes serão alocados às diferentes rubricas de CIEG, devendo avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico e financeiro fique comprometido.

⁸¹ artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.



É entendimento do CT que o equilíbrio económico e financeiro das empresas com atividades reguladas deve ser avaliado exclusivamente no âmbito dessas empresas e sem considerar a estrutura financeira quando integrada em grupo económico. Não havendo capacidade para financiar autonomamente os montantes que vierem a ser diferidos é indispensável criar as condições para que essas empresas possam cedê-los a terceiros, tal como previsto no artigo 209º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

A concretização de operações de cedência a terceiros depende da taxa de remuneração que vier a ser fixada, a qual deve estar alinhada com as condições de mercado e ter em consideração a maturidade e o risco do ativo subjacente, sendo crítico que esta permaneça inalterada ao longo de todo o período de recuperação dos montantes diferidos.

O Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro de 2022, prevê a publicação pelo governo de uma portaria com o estabelecimento da taxa de remuneração aplicável aos diferimentos, após auscultada a ERSE (artigo 208.º, nº 10).

O CT constata que a referida portaria ainda não foi publicada, instando a ERSE a sensibilizar o Governo no sentido de definir uma fórmula para a fixação da taxa de remuneração que considere o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento, tal como previsto no nº 11 do artigo 208º do Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro.

Por último o CT considera que o horizonte temporal de eventuais diferimentos não deve ultrapassar a data de cessação da respetiva atividade.

G.4 Medidas de Contenção Tarifária

As medidas de contenção tarifária (MCT), ou medidas mitigadoras, têm sido usadas como forma de contenção dos impactos dos custos do setor, nomeadamente CIEG, nas tarifas de eletricidade e têm merecido uma particular atenção por parte do CT.

Na regulamentação vigente, as medidas de contenção tarifária são deduzidas diretamente nos proveitos a recuperar pelo ORT através da tarifa de UGS (atividade de gestão global do sistema) ou deduzidas nos proveitos permitidos do CUR (função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial).

Com o objetivo de harmonizar a forma de repercussão das MCT ao nível das tarifas de UGS do ORT e do ORD, propõe a ERSE que as medidas mitigadoras relacionadas com a atividade de compra e venda do acesso do ORD passem todas a ser repercutidas no agregado dos proveitos do respetivo operador.

O CT não tem nada a opor a esta proposta de alteração do processo e fluxos financeiros dada a sua neutralidade em termos de impacto tarifário.

H. Projetos de Investigação Científica e Desenvolvimento em Zonas Livres Tecnológicas

1. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer a existência de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.
2. Atualmente encontram-se consagradas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as zonas de Viana do Castelo, Abrantes e Perímetro de rega do Mira.
3. Os eventuais projetos, quando aprovados pela DGEG, encontram-se isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes e de encargos relativos à comparticipação nas redes, no entanto, ficam sujeitos

ao pagamento de um valor fixado em euros por MW/dia a estabelecer pela ERSE e a operacionalizar no RT.

- O valor fixado pela ERSE destina-se a compartilhar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) ou da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND).
- Assim, a ERSE propõe que este valor consista na variabilização das receitas marginais escaladas (para os proveitos permitidos) pelas quantidades de potência contratada nos níveis de tensão em MAT, AT, MT e BT.
- O preço definido é assim diferenciado por nível de tensão, sendo aplicável à potência tomada. De acordo com a ERSE, considerando os dados de receitas e quantidades das tarifas de uso de redes fixadas para o exercício tarifário de 2023, resultariam os preços que constam do quadro seguinte:

Quadro 5-1 - Exemplo de cálculo dos preços a aplicar nas ZLT

| | Receitas 2023 | Potência contratada 2023 | Preço |
|-----|---------------|--------------------------|--------------|
| | mil euros | (kW/mês) | EUR/(kW.dia) |
| MAT | 6 236 | 688 037 | 0,0248 |
| AT | 48 310 | 1 504 961 | 0,0879 |
| MT | 271 923 | 6 374 330 | 0,1169 |
| BT | 1 042 025 | 41 450 466 | 0,0689 |

- Adicionalmente, a ERSE propõe que os valores recebidos pelos operadores da RNT e da RND, pagos pelos projetos de inovação e desenvolvimento nas ZLT, sejam repercutidos nos respetivos proveitos permitidos de acordo com a metodologia de regulação atualmente em vigor.
- O CT salienta a importância do acompanhamento desta matéria, nomeadamente quanto à evolução e à análise dos custos e resultados obtidos com estes projetos.

I. Estrutura Tarifária

I.1 Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de armazenamento autónomo

- Na presente proposta, a ERSE considera que a isenção de tarifas de Acesso às Redes atualmente em vigor para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deve ser aplicada a todas as instalações de armazenamento pelo carregamento de energia a partir da RESP.
- Neste sentido, propõe que a isenção se aplique apenas aos consumos de energia a partir da RESP que sejam necessários para posterior injeção de energia elétrica na RESP, pelo que será atribuída apenas às instalações autónomas de armazenamento.
- Adicionalmente, a ERSE refere que esta isenção deverá ser reavaliada no tempo, podendo ser gradualmente eliminada. Face ao anterior, e no sentido de avaliar que esta isenção tarifária reflete os «custos provocados nas redes bem como os custos evitados para o SEN», como estabelecido no n.º 1 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a ERSE irá proceder a um estudo sobre os custos provocados e evitados no SEN.
- Face ao anterior, o CT reconhece a extensão da análise da ERSE, a qual já havia sido iniciada na CP 101, comparando o regime nacional relativo ao armazenamento com o de outros países europeus, e avaliando os regimes de armazenamento de energia atualmente existentes em Portugal.



5. O CT nada tem a opor a esta proposta, considerando estar adequada e em coerência com todo o normativo regulatório atual.

1.2 Tarifas de acesso aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (CEI)

1. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o estatuto do cliente eletrointensivo, o qual pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos.
2. A obtenção do ECE, através de contrato a celebrar com a DGEG, garante numa base anual a esses clientes o direito a medidas de apoio, entre as quais se destacam as seguintes: (i) redução total ou parcial, dos encargos com os CIEG, com o limite mínimo de 75%; (ii) a isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma.
3. Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, vem ainda estabelecer que para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE, e que para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.
4. A ERSE realizou uma quantificação dos impactos tarifários desta redução dos encargos de CIEG para dois cenários distintos, designadamente (A) a redução de 75% dos encargos com os CIEG e (B) a isenção total de CIEG:

Quadro 6-5 - Impacte tarifário da redução de 75% nos CIEG (Cenário A)

| Impacte tarifário, Tarifas 2021 Cenário A: Redução de 75% nos CIEG | | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|---|---|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em % | | | | | | | |
| Clientes Eletrointensivos | % | -15,7% | -16,7% | -18,0% | - | - | - |
| Outros clientes | % | +0,9% | +1,1% | +1,4% | +1,8% | +1,8% | +1,9% |
| Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em % | | | | | | | |
| Clientes Eletrointensivos | % | -50,5% | -47,2% | -38,6% | - | - | - |
| Outros clientes | % | +3,0% | +3,0% | +3,0% | +3,0% | +3,0% | +3,0% |

Quadro 6-6 - Impacte tarifário da redução de 100% nos CIEG (Cenário B)

| Impacte tarifário, Tarifas 2021 Cenário B: Isenção total de CIEG | | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN< |
|---|---|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Impacte na Tarifa de Venda a Clientes Finais, em % | | | | | | | |
| Clientes Eletrointensivos | % | -21,0% | -22,3% | -23,9% | - | - | - |
| Outros clientes | % | +1,3% | +1,4% | +1,9% | +2,4% | +2,4% | +2,5% |
| Impacte na Tarifa de Acesso às Redes, em % | | | | | | | |
| Clientes Eletrointensivos | % | -67,3% | -63,0% | -51,4% | - | - | - |
| Outros clientes | % | +4,1% | +4,1% | +4,1% | +4,1% | +4,1% | +4,1% |

5. Considerando o estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe a inclusão no RT das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações com CEI, seja na componente de consumo, seja na componente de autoconsumo. Estas tarifas têm aplicação em Portugal Continental.



6. No caso da componente de consumo, a proposta é concretizada através da definição destas tarifas de Acesso às Redes e correspondente metodologia de cálculo, nomeadamente as deduções de CIEG previstas na legislação. No caso do autoconsumo, a proposta consiste na inclusão da dedução específica (total) de CIEG para estas instalações.
7. Não obstante o definido no Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, nomeadamente no que concerne à isenção parcial ou total dos CIEG pelos consumos, ou autoconsumos, das instalações abrangidas pelo Estatuto de Cliente Eletrointensivo, o CT perspetiva que esta medida implique inerentes efeitos adversos nos restantes clientes não abrangidos por este Estatuto.
8. O CT faz notar que a análise realizada tem apenas como referência o ano de 2021. No atual contexto, em que o valor dos CIEG é negativo, não existe diferenciação dos encargos com os CIEG dentro do mesmo nível de tensão.

I.3 Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP em caso de modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica

1. Tendo em consideração que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, a ERSE refere a necessidade dessas tarifas passarem a constar no RT.
2. Contudo, face ao estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactos da partilha dinâmica, entende a ERSE que as tarifas devem ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.
3. Face ao exposto, a ERSE propõe explicitar que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já previstas no RT, são também aplicáveis ao autoconsumo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica.
4. O CT concorda com a decisão da ERSE, aguardando, no entanto, que seja analisada e reavaliada esta opção quando existir uma maior informação, nomeadamente impactos tarifários, decorrentes destes projetos.

I.4 Procedimentos tarifários para a fixação de tarifas de acesso às redes de distribuição fechadas

1. 1. As redes de distribuição fechadas (RDF) encontravam-se inicialmente previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação que lhe tinha sido dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Este diploma foi, entretanto, revogado pelo Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
2. Assim, nos termos deste novo normativo, o operador da rede de distribuição fechada é uma pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da RDF.
3. As RDF integram-se em domínios ou infraestruturas excluídas do âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, nomeadamente uma rede que distribua eletricidade no interior de um sítio industrial, comercial ou de serviços partilhados, geograficamente circunscritos, caminhos de ferro, portos, aeroportos e parques de campismo, que não abasteça clientes domésticos.
4. O n.º 1 do artigo 214º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro impõe à ERSE a definição dos procedimentos a observar pelo operador da RDF na definição dos princípios tarifários e das tarifas aplicáveis para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF.
5. As tarifas de acesso de terceiros às RDF são estabelecidas pelo respetivo operador, não estando sujeitas às tarifas de energia elétrica aprovadas, anualmente, pela ERSE. Não obstante, a lei permite que



os utilizadores das RDF solicitem a intervenção da ERSE quando considerem que a fixação das tarifas da RDF não obedece a critérios de transparência e adequação.

6. Com base nessa premissa, a ERSE propõe a obrigação do operador da RDF consultar os interessados, sempre que aplicável, relativamente à metodologia e aos preços aplicáveis ao acesso e serviços fornecidos na RDF e garantir o acesso à informação por parte dos utilizadores, através do site na internet do operador da RDF.
7. Sem prejuízo do CT concordar com a proposta, nota que, em matéria de tarifas de acesso às redes e dos CIEG, a mesma é omissa. Embora este tipo de custos não esteja diretamente relacionado com a produção, transporte, distribuição ou comercialização de energia em Portugal, eles decorrem de políticas públicas que beneficiam não só os utilizadores como também o operador da rede fechada. O CT entende, assim, que deve existir uma clarificação quanto à participação destes operadores/utilizadores das RDF no pagamento dos CIEG.
8. O artigo 121.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que caso seja determinada a revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede com o qual a RDF se encontre interligada assume transitoriamente, por um período máximo de dois anos, a gestão, a manutenção e a exploração das instalações da RDF, de acordo com as metodologias e regulamentação a publicar pela ERSE, ouvidos os operadores da RESP.
9. Para este efeito, a ERSE propõe que durante o referido período transitório sejam aplicáveis as regras e as tarifas reguladas estabelecidas pela mesma para os operadores da RESP, nos termos definidos no RT e no RRC.
10. Caso haja necessidade de realização de investimentos relacionados com a manutenção das RDF durante o referido período transitório, o CT entende que devem ser os utilizadores das RDF a suportar esses custos.

I.5 Tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica – pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT e AT

1. A ERSE vem propor nesta revisão alargar as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), aos pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em muito alta tensão (MAT) e em alta tensão (AT).
2. A ERSE assume o mesmo critério utilizado na construção das tarifas de mobilidade elétrica já existentes, ou seja, as tarifas propostas resultam da tarifa de Acesso às Redes em BTN, deduzidas das tarifas de Uso das Redes até ao nível de entrega da RESP. Nesse sentido:
 - (i) A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT, resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de URD em BT e da Tarifa de URD em MT;
 - (ii) A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT, resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de URD em BT, da Tarifa de URD em MT e da Tarifa de URD em AT;
3. O CT regista positivamente o alargamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica em MAT e AT, considerando apropriada a manutenção do critério em coerência com os recentes desenvolvimentos na mobilidade elétrica.



I.6 Tarifas de venda a clientes finais aplicáveis pelo comercializador de último recurso

1. Nesta revisão do RT a ERSE propõe excluir as referências a tarifas transitórias de MT e BTE face ao calendário de extinção de tarifas, eliminar o agravamento das tarifas transitórias no qual o mecanismo era aplicável e assegurar a harmonização da designação da tarifa aplicável pelo CUR após a extinção das tarifas transitórias.
2. Neste contexto, o CT não se opõe às alterações propostas.

I.7 Faturação de energia reativa

O CT concorda com as alterações consideradas no RT no que respeita à energia reativa, por este regulamento passar a considerar todos os operadores de rede e a clarificar a diferença entre reativa indutiva e reativa capacitiva.

J. Proveitos Permitidos

J.1 Repercussão no RT do Incentivo Remuneratório Previsto no RSRI

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio determinar a integração em rede inteligente para a totalidade dos clientes finais até ao final de 2024⁸².

O RSRI em vigor prevê um incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT, em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores que integrem os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Este incentivo, associado ao número de instalações em BT que cumpram os critérios definidos pela ERSE relativamente à determinação do pacote de serviços exigidos para assegurar a integração das instalações nas redes inteligentes, baseia-se na partilha dos benefícios gerados pelos referidos serviços de redes inteligentes.

Assim, o CT nada tem a opor à proposta da ERSE de incluir no RT, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, o montante anual do incentivo, remetendo para o RSRI a respetiva fórmula de cálculo, dando cumprimento integral ao disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

J.2 Mecanismos de Remuneração de Capacidade

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, “Os encargos associados aos mecanismos de capacidade são suportados por todos os consumidores de energia elétrica, devendo ser repercutidos na tarifa de uso global de sistema ou noutra tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia elétrica, nos termos a definir no Regulamento Tarifário do setor elétrico⁸³.”

Dando seguimento ao estabelecido no novo regime jurídico, a ERSE propõe alterar o RT de modo a considerar nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) uma parcela com a designação “mecanismos de capacidade” que permita incluir os encargos com mecanismos de capacidade ou equiparados, nomeadamente os referentes aos mecanismos de garantia de potência e de remuneração da reserva de segurança já existentes⁸⁴, bem como os que venham a surgir futuramente ao abrigo do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

⁸² art.º 282.º, n.º 1

⁸³ art.º 100.º, n.º 4

⁸⁴ O quadro regulamentar atual prevê uma parcela dedicada aos custos com o mecanismo de garantia de potência para os centros electroprodutores hidrelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega. Esta parcela, incluída nos proveitos que recuperam os CIEG ao nível do ORT, é repercutida na parcela II da tarifa de UGS, que é suportada por todos os consumidores.



Procede-se também à eliminação da parcela de encargos com contratos de interruptibilidade, constante na formulação dos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema prevista no artigo 115.º do atual RT, em concordância com a sua revogação pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro.

O CT concorda com estas adaptações, necessárias, do RT ao nível da formulação dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema.

J.3 Incentivo à Otimização dos Contrato de Aquisição de Energia (CAE)

O Agente Comercial, REN Trading S.A, gere o CAE celebrado com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) que ainda se mantém em vigor, tendo a ERSE definido em regulamentação complementar a aplicação de um mecanismo de incentivo à otimização da gestão dos CAE não cessados⁸⁵, introduzindo as alterações necessárias para o *phasing-out* dos mesmos.

Contudo, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro deixou de prever explicitamente a existência de um mecanismo de incentivo para otimização da gestão dos CAE e para a partilha com os consumidores dos benefícios obtidos, como anteriormente consagrado no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Adicionalmente, o referido diploma estabelece que a ERSE deverá elaborar as regras necessárias no âmbito do RT, para repercutir na tarifa de uso global do sistema ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre a soma:

- a) Dos encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE, adicionados dos decorrentes do desmantelamento do último centro eletroprodutor titular de CAE, e
- b) Das receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito desses mesmos CAE e dos leilões de gás natural do contrato de aprovisionamento de longo prazo.

Assim, a ERSE propõe eliminar do RT as disposições relativas ao incentivo à otimização da gestão dos CAE e adotar uma metodologia de regulação por custos aceites para os custos de funcionamento do Agente Comercial.

O CT reconhece que a proposta permite acomodar o disposto no novo quadro legal do SEN, compatibilizando o articulado do RT com a alteração já considerada pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos de 2022.

O CT regista a intenção da ERSE, expressa no documento justificativo, de continuar a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás na ausência de um mecanismo de incentivo, reconhecendo-se a importância do contributo para efeitos tarifários dos proveitos da atividade do Agente Comercial.

J.4 Financiamento da Tarifa Social

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro manteve a incidência do financiamento da tarifa social nos centros electroprodutores, embora alterando a base de incidência ao dispor que “os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre todos os titulares de centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA.” [art.º 199.º, n.º 1].

O mesmo diploma refere, ainda, que o cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos titulares dos centros electroprodutores bem como a sua imputação aos operadores intervenientes na cadeia de valor do setor elétrico até à atribuição da tarifa social pelo ORD

⁸⁵ Diretiva da ERSE n.º 2/2021, de 19 de janeiro



são determinados de acordo com o estabelecido no RT e que compete à ERSE garantir o cumprimento pelos centros electroprodutores do pagamento dos custos da tarifa social [art.º 199.º, n.º 4 e 5].

O CT destaca que este modelo de financiamento da tarifa social tem subjacente o princípio de que os custos com a tarifa social têm impacto neutro para o Gestor Global do SEN (GGS) e ORDs, pelo facto de atribuir aos titulares dos centros electroprodutores os custos com a tarifa social e de não prever que o ressarcimento dos ORD dependa dos custos que o GGS consiga efetivamente recuperar junto dos centros electroprodutores, sendo, contudo, omissos quanto aos procedimentos a adotar pelo GGS quando existem centros electroprodutores que não liquidam, no todo ou em parte, os valores fixados pela ERSE.

Anualmente, com base em estimativas do montante resultante do desconto nas tarifas de acesso a beneficiários da tarifa social aplicada pelos operadores de rede (E-Redes, EDA e EEM), a ERSE fixa os montantes a financiar pelos centros electroprodutores. Estas estimativas são ajustadas no ano seguinte, a título provisório, e definitivamente dois anos depois.

À luz do modelo de financiamento da tarifa social atualmente em vigor, os ORD aplicam os devidos descontos de tarifa social na faturação das tarifas de acesso às redes e recebem do GGS os custos definidos pela ERSE nos documentos de tarifas (n.º 3 do artigo 328.º do RRC), que por sua vez são faturados por esta entidade aos centros electroprodutores responsáveis pelo financiamento da tarifa social (n.º 1 do artigo 328.º do RRC). As diferenças entre os descontos efetivamente aplicados pelos ORD em cada ano e os custos imputados pela ERSE aos produtores nesse mesmo ano são refletidos em ajustamentos aos custos com a tarifa social, a definir pela ERSE nos anos subsequentes (artigos 121.º, 136.º e 143.º do RT).

Nesta proposta de revisão, a ERSE propõe harmonizar o RT com o estipulado no RRC, que prevê que “o operador da rede de transporte deve transferir para os operadores das redes de distribuição os montantes definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas”.

O CT regista a proposta de alinhamento regulamentar apresentada pela ERSE. Porém, o CT denota que esta harmonização, apesar de importante, não soluciona o problema de financiamento a montante, ao não atuar sobre quem efetivamente deve financiar a tarifa social, colocando o ónus de suportar eventuais faltas de pagamentos dos produtores ou atrasos de decisão da própria ERSE no GGS.

O problema é tanto mais grave se nos focarmos na situação atual do ano 2023. Com a aplicação do desconto de 33,8%, definido no Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, a previsão dos custos com a tarifa social para 2023 ascende a cerca de 129,4 milhões de euros para Continente e Regiões Autónomas. O valor final de 119,9 M€ encontra-se deduzido do desvio de definitivo de 2021 de 6,8 M€ e o desvio provisório de 2022 de 2,7 M€, ambos a devolver aos produtores.

Nos documentos de proveitos e tarifas para 2023, a ERSE publicou os montantes de desconto estimados pelos ORD e os montantes a transferir para estas entidades por parte do GGS, mas, pela primeira vez desde que o atual modelo de financiamento está em operação, estes documentos não apresentam a alocação destes custos aos centros electroprodutores. Como referido nesses documentos pela ERSE, “(...) à data da publicação das tarifas para 2023, não estão, ainda, reunidas todas as condições para a ERSE decidir a alocação do financiamento dos custos com a tarifa social. Deste modo, a aprovação de Diretiva que explicita os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 efetuar-se-á em data posterior à da aprovação das tarifas e preços de eletricidade para 2023.”

A consequência imediata desta ausência de definição das entidades e respetivos encargos a suportar a título de tarifa social, é que se encontram por regularizar à data os montantes relativos às faturas dos ORD dos primeiros quatro meses de 2023, bem como faturas pendentes de produtores que ainda não foram regularizadas junto do GGS.



Neste contexto, o CT reforça a recomendação que consta no seu parecer à consulta de interessados 9/2022⁸⁶ “(...) *na ausência de regulamentação que assegure a neutralidade do custeio da tarifa social para todos os operadores de rede, como estabelecido no modelo de financiamento, o CT recomenda que a ERSE promova a devida regulamentação desta disposição legislativa.*”.

Em termos práticos, significa que a ERSE deve fazer uso das competências que lhe foram atribuídas e proceder, o quanto antes, à publicação da lista dos financiadores e respetivos valores, estabelecendo o quadro normativo que permita o cumprimento das responsabilidades dos agentes envolvidos, incluindo os valores em dívida anterior a 2023, como estipulado no Decreto-lei 15/2022, 14 de janeiro.

J.5 Ajustamento t-1 do CAPEX

O artigo 156.º do RT estabelece, desde 2014, um mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido), que se aplica às atividades reguladas em que é definida anualmente a remuneração dos ativos fixos por custos aceites. Este mecanismo permite repercutir nos proveitos permitidos destas atividades no ano t, os desvios do custo com capital associados a novas estimativas dos ativos fixos do ano t-1 e à aplicação da taxa de remuneração definitiva no ano t-1.

Com as metodologias de regulação vigentes, este mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos no custo com capital aplica-se a:

- atividade de gestão global do sistema do ORT;
- atividade de comercialização do CUR;
- atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A ERSE propõe explicitar nas fórmulas de cálculo dos proveitos e dos ajustamentos t-2 a parcela do mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos do custo com capital nas atividades em que é aplicável e que não se encontrava explícito nas respetivas fórmulas de cálculo, proposta com a qual o CT concorda.

J.6 Custos com Serviços de Flexibilidade

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD serão recuperados de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos desses operadores.

De acordo com o mesmo documento, a ERSE propõe que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD, ao abrigo do exercício da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, sejam recuperados nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis às atividades de distribuição de energia elétrica, à semelhança do tratamento conferido a outros custos controláveis desta atividade, quer de investimento quer de exploração.

Mais concretamente, no âmbito da atual metodologia de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, estes custos serão considerados quando for definida a base de custos para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Na avaliação dos montantes de custos com a contratação de serviços de flexibilidade a aceitar na nova base de custos, a ERSE terá em conta a natureza específica destes custos, designadamente o seu papel na substituição de investimentos em infra-estruturas de rede, quer ocorridos quer previstos nos PDIRD-E.

O CT considera essencial que os custos com a flexibilidade sejam devidamente reconhecidos nas bases de custos dos operadores, alertando que, à data da definição das bases de custos para o próximo período

⁸⁶ Sobre a “ Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (2018-2023) - setor elétrico”, de novembro 2022.



regulatório, as eventuais opções alternativas baseadas em flexibilidade que venham a estar identificadas nos planos de investimento poderão, ainda, ter um carácter contingente à efetiva existência de ofertas de mercado no momento de realização do investimento.

J.7 Prazo para fixação de parâmetros para cálculo dos ajustamentos tarifários

Segundo o Regulamento Tarifário, o valor definitivo dos ajustamentos tarifários de um ano (t) é vertido nos proveitos permitidos dois anos depois (t+2).

O CT recomenda que, para este apuramento, seja sempre considerada a melhor informação disponível à data do cálculo final.

A título de exemplo, os valores de deflator do PIB considerados para atualização dos parâmetros sujeitos à eficiência deveriam consistir nos seus valores mais atualizados, tendo em conta que as versões publicadas pelo INE ao longo do tempo se aproximam dos valores finais à medida que as estimativas iniciais utilizadas nas primeiras versões forem sendo revistas.

No caso concreto das contas nacionais, a pertinência da necessidade de efetuar esta revisão é ainda mais significativa, na medida em que as estimativas subjacentes aos cálculos trimestrais publicados pelo INE são sujeitas a uma revisão mais profunda e detalhada no momento da elaboração da versão anual do reporte em causa.

Neste contexto, o CT propõe que a versão final do regulamento estabeleça que o exercício de fixação dos ajustamentos tarifários de t, que é publicada em dezembro de t+1 para efeitos em t+2, deve ter em conta os valores mais atuais dos parâmetros e indutores que servem de base à determinação dos proveitos das empresas reguladas, de forma a traduzir a melhor aproximação possível aos respetivos valores finais.

J.8 Preço médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes dos CUR (artigo 129.º)

A redação do RT em vigor até ao final de 2018 tinha em conta a volatilidade existente nos mercados grossistas de energia, ao prever expressamente a aplicação de um prémio de risco no cálculo do preço médio de aquisição de energia elétrica do CUR (cf. n.º 3 do artigo 106.º do Regulamento n.º 619/2017):

3 - O preço ($\bar{p}_{CUR,t}$) previsto na expressão (66) é dado por aplicação do mecanismo de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$\bar{p}_{CUR,t} = \bar{p}_{CUR,t}^{Ref} \times (1 + \gamma) \quad (67)$$

em que:

| | |
|-------------------------|---|
| $\bar{p}_{CUR,t}^{Ref}$ | Preço médio de energia do CUR tendo em conta os contratos de futuros |
| γ | Parâmetro que reflete o prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros |

Ao refletir a volatilidade dos preços de eletricidade nos mercados grossistas, o parâmetro γ acautelava os efeitos penalizadores de uma eventual subestimação do preço de mercado subjacente à TTVCF na competitividade do mercado livre.

Com a alteração, em 2019, do mecanismo regulado de aprovisionamento do CUR, o qual passou a integrar uma componente de contratação a prazo em leilões de compra de energia, o cálculo do preço médio de aquisição de energia elétrica do CUR estabelecido no artigo 106.º do RT (atual artigo 129.º do RT) deixou de prever explicitamente um parâmetro relacionado com o risco sobre o preço de mercado.

O CT alerta que a introdução de uma componente de compra a prazo na estratégia de aprovisionamento do CUR não elimina, por completo, o risco de preço de mercado subjacente ao cálculo da tarifa de energia



do mercado regulado. Efetivamente, mesmo após a definição da tarifa, continua a existir a necessidade de adquirir os volumes de energia em falta e quanto maior for o volume adquirido nos mercados de curto prazo, maior o risco associado a um desvio de preço face à previsão.

Acrescenta-se que, no quadro atual de ausência de restrições ao regresso dos clientes de BTN ao CUR, a determinação do preço regulado do CUR assume particular relevância no equilíbrio e funcionamento entre o mercado livre e o mercado regulado, podendo configurar uma vantagem competitiva não justificada, mesmo que temporária, para o CUR no caso de se confirmar uma subestimação.

Pelo exposto, o CT recomenda que, à semelhança da redação do RT em vigor até ao final de 2018, a ERSE pondere voltar a prever um parâmetro relativo ao prémio de risco na projeção do preço de mercado do CUR, do qual depende o cálculo dos proveitos da atividade de CVEE FC, estabelecido no artigo 129.º do RT. No entendimento do CT, as características seguintes deveriam ser observadas:

- Este prémio de risco deve afetar apenas o custo de aquisição do CUR, mantendo-se a estimativa do preço de mercado sem prémio de risco no cálculo dos sobrecustos do CAE e da PRE.
- A dimensão do prémio de risco deverá ter em consideração a conjuntura dos mercados energéticos e variar com a maior ou menor a volatilidade dos preços perspetivada para o período de fixação de tarifas.
- Este parâmetro ganha especial relevância em circunstâncias onde o peso do aprovisionamento a prazo por parte do CUR é mais baixo.
- Deve proceder-se ao acerto de contas de acordo com os mecanismos de ajustamento de proveitos regulamentarmente previstos, a saber, ajustamentos provisórios em t+1 e definitivos em t+2, com base nos preços reais verificados.

O CT realça, por fim, que a introdução deste mecanismo introduz um grau adicional de flexibilidade no exercício de fixação das tarifas, sendo um instrumento ao dispor do regulador, acionável ou não.

A propósito da estratégia de aprovisionamento do CUR, o CT salienta a importância de a ERSE calendarizar e promover de forma atempada os leilões de aprovisionamento do CUR e de venda da PRE, conforme estabelecido regulamentarmente, de modo a consagrar o seu objetivo de minimização de desvios face às previsões. O CT releva que os leilões de aprovisionamento a serem realizados em data anterior à fixação de tarifas, contribuem para a minimização de desvios a suportar por todos os consumidores, questionando-se a eliminação do prazo previsto no artigo 129.º do RT na definição da variável $CEE_{Prazo,t}^{Ref}$ correspondente aos custos com aquisição de energia elétrica a prazo.

K. Obrigações de reporte e dever de Informação

K.1 Operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso que atuam exclusivamente em BT

1. Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) têm alertado a ERSE para a necessidade de um enquadramento regulamentar próprio. Até ao presente, a estes operadores que acumulam as funções de comercialização de último recurso são aplicáveis tarifas de Acesso às Redes reguladas e aprovadas pela ERSE.
2. Enquanto aguarda a definição do quadro legal aplicável às concessões em baixa tensão para poder, eventualmente, avançar para a regulação económica destes operadores, a ERSE tem solicitado informação específica a cada um dos ORD/CUR BT, para uma melhor caracterização desses operadores, tanto económico-financeira, como física.



3. Nesse particular, a ERSE solicitou informação que permitisse caracterizar a estrutura de consumos para assegurar um entendimento comum sobre cada uma das realidades dos operadores.
4. Sendo omissa na legislação a obrigatoriedade dos ORD/CUR BT prestarem informação, a ERSE propõe assegurar o enquadramento regulamentar desta obrigação, como um passo prévio à discussão da definição de uma regulação económica própria e específica.
5. Para o efeito e à semelhança do que já se verifica para os restantes operadores, a ERSE introduziu um artigo no RT onde elenca a informação periódica a fornecer à ERSE pelos ORD/CUR BT. Esta inclui a informação financeira auditada, assim como a informação física do ano t-2, a enviar até 1 de maio, e os balanços de energia previsionais para o ano em curso e para o ano seguinte, a enviar até 15 de junho.
6. O CT considera positiva esta obrigatoriedade permitindo ao Regulador conhecer a situação económico financeira dos ORD/CUR BT. A definição de eventuais tarifas e proveitos permitidos específicos tem de ser fundamentada no acesso transparente e fiável da informação.
7. O CT recomenda que, com a necessária urgência, a ERSE defina as regras sobre a elaboração e o reporte da informação periódica a fornecer pelos ORD/CUR BT, com o objetivo de a regulação dispor de toda a informação necessária à avaliação económico-financeira e técnica destes agentes do SEN e de os operadores disporem de um prazo adequado para a adaptação de processos e sistemas.

K.2. Informação a fornecer pelas entidades reguladas

1. Nesta proposta a ERSE propõe-se simplificar as regras de reporte de informação estabelecidas no RT, harmonizando o tratamento dos vários agentes, eliminando redundâncias e flexibilizando-as face a alterações de contexto não controláveis pela ERSE, iniciativa com a qual o CT concorda.
2. Ainda assim, as alterações propostas incluem também a introdução de novas disposições de reporte de informação do RT para acomodar a recente criação de novas normas complementares, nomeadamente ao nível do armazenamento, autoconsumo, mobilidade elétrica e para o agregador de último recurso.
3. Tendo em conta o acrescido volume de informação que tem vindo a ser incluído no reporte de contas reguladas, o CT propõe que o prazo atual (1 de maio) seja ajustado para final de maio.
4. A ERSE propõe introduzir a disposição “[...] *determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo [...]*” que se repete em quase todos os artigos da secção do I do capítulo VII. O CT sugere que, uma vez que a mesma se aplica a todas as entidades reguladas que devem enviar informação à ERSE ao abrigo do RT, a mesma passe a constar num único artigo de aplicação geral.
5. Por fim, o RT passa a explicitar que as contas reguladas a enviar pelos vários agentes devem incluir um relatório detalhado, e que o relatório de auditoria que acompanha as contas reguladas reais deve seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, em colaboração com a ERSE, o que já acontecia na prática, mas que não constava no RT, pelo que o CT concorda com a Proposta de inclusão destas disposições no articulado.
6. O CT recomenda que seja acautelado o tempo necessário de adaptação de processos e sistemas por parte das empresas reguladas, para a preparação de nova informação requerida pelo regulador, de que é exemplo o relatório detalhado acima referido.
7. Neste sentido, o CT propõe que, para o primeiro ano de reporte de novos mapas ou nova informação requerida pela ERSE, seja considerada uma extensão do respetivo prazo de envio, a articular com as empresas reguladas.



L. Alterações de Organização e Harmonização Regulamentar

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE considerou oportuno proceder a um exercício de aperfeiçoamento e uniformização de disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta. No âmbito específico do RT, são objeto de proposta de alteração os capítulos referentes às Disposições Iniciais e Finais constantes dos respetivos Capítulos I e Capítulo VII.

L.1 Harmonização do Regulamento Tarifário com o Decreto-Lei Regional 10/2023/M

O Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do setor elétrico da Região Autónoma da Madeira (RAM), adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O CT recorda que, pelas características próprias, dimensão do sistema elétrico regional e a especial orografia dos seus territórios, não se aplicam às Regiões Autónomas as disposições relativas ao mercado organizado, bem como as disposições relativas à separação jurídica das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, nos termos da derrogação prevista no artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, transposta para o direito nacional no artigo 264.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Neste contexto, o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, estabelece que as atividades de produção, armazenamento, transporte e distribuição, comercialização de energia elétrica e de gestão técnica global do sistema elétrica da RAM) mantém uma estrutura verticalmente integrada e devem ser desenvolvidas, em regime de serviço público e em exclusivo, pelo gestor do SEPM (Gestor do Sistema Elétrico de Serviço Público da Madeira).

No que respeita à organização do Sistema Elétrico da Região Autónoma da Madeira (SEM), este assenta na coexistência articulada de um sistema elétrico de serviço público e a produção em regime especial (PRE) que abrange a produção de energia elétrica a partir de recursos endógenos e renováveis, em complemento à produção de energia em regime de serviço público. As atividades de produção e armazenamento em regime especial são desenvolvidas, em regime de livre acesso, pelos Produtores em Regime Especial, e sujeitas à obtenção de licença de produção e de exploração, ou a registo prévio e certificado de exploração ou a comunicação prévia, nos termos a prever em legislação complementar, colocando a energia que produzem na RESPM, sendo esta adquirida pelo Gestor do SEPM através de procedimento concursal.

No que diz respeito ao RT, a ERSE propõe as alterações de nomenclatura seguintes:

- i) substituir a designação utilizada no RT vigente “entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” para “empresa responsável pela rede elétrica na RAM”;
- ii) substituir a designação utilizada no RT vigente “a concessionária do transporte e distribuição na RAA” por “empresa responsável pela rede elétrica na RAA”;
- iii) introduzir os conceitos de produtores em regime de serviço público e produtores em regime especial, substituindo as designações na redação vigente que distinguiam entre produtores vinculados e não vinculados, no que se refere à Região Autónoma da Madeira.

O CT anota que a proposta de alteração da nomenclatura de “entidade concessionária (...)” para “empresa responsável (...)” não consta das definições do artigo 3º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, no caso da RAM.

Para a RAA, desconhecendo este CT qualquer revisão legislativa semelhante para os Açores, afigura-se prematura esta alteração.



O CT denota ainda que, sem prejuízo da necessária adaptação da nomenclatura, a eliminação do termo “concessionária” empobrece a capacidade de entendimento imediato do enquadramento jurídico da mesma.

A alteração de nomenclatura para os conceitos de produtores para a RAM encontra-se, pelo contrário, sustentada no artigo 3º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro.

L.2 Projetos Piloto

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atribui à ERSE o objetivo de estabelecimento de quadros específicos para o desenvolvimento de regimes piloto de inovação e desenvolvimento [art.º 205.º, al. j)].

Como refere a ERSE, *“No contexto atual de transição energética e inovação tecnológica, a regulamentação assume um papel importante na medida em que não deve ser limitadora deste desenvolvimento. Deste modo, deve ser dada uma especial atenção à capacidade de adaptação rápida da regulamentação, para permitir novos modelos de negócio, funcionalidades e tecnologias que se traduzam em benefícios para os consumidores e para o sistema energético, demonstrada a sua funcionalidade e eficiência”*.

A ERSE propõe introduzir um artigo (227.º-A) nas disposições finais do RT, que permita regulamentar os projetos piloto, utilizando normas harmonizadas com outros regulamentos, nomeadamente o conceito de projeto-piloto, a sua duração, o procedimento de candidatura, a aprovação e monitorização e respetiva divulgação de informação relativa ao projeto.

O CT nada tem a obstar ao reforço e harmonização do quadro regulamentar dos projetos piloto como ferramenta de apoio à inovação e regista positivamente a conjugação da experiência acumulada até ao momento pela ERSE⁸⁷ com outras experiências internacionais e com as recomendações do CEER para que estas iniciativas sejam bem-sucedidas.

O CT sugere que seja dada mais atenção à fase de divulgação pública dos resultados alcançados, dos seus benefícios e impactos regulatórios pois a perceção externa de dinamismo e inovação no setor é um catalisador e veículo de literacia para todos os agentes.

L.3 Princípios Tarifários

O RT define, no seu artigo 5º, os princípios gerais a que deve obedecer este regulamento central para as matérias relacionadas com tarifas e preços. A título de exemplo, entre outros:

- O princípio da uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas.
- Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária.
- Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente.
- Partilha justa entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos.
- Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público em condições de gestão eficiente.

⁸⁷ A título de exemplo, e no que diz respeito mais especificamente ao RT, os projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.



De forma a harmonizar a lista de princípios tarifários com o novo regime jurídico Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe duas alterações ao artigo 5º:

1. O aditamento de um princípio relacionado com a “Variabilidade das tarifas, designadamente em função dos períodos horários, da natureza da fonte primária de produção de eletricidade e do tipo de instalação”, no seguimento do disposto Alínea b) do n.º 1 do Artigo 207.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
2. O CT nada tem a obstar a este aditamento, bem como à interpretação dos conceitos subjacentes (variabilidade, fontes primárias e tipo de instalação), exposta pela ERSE no documento justificativo.
3. Uma alteração da redação do princípio da alínea a) “Igualdade de tratamento e de oportunidades” por “Aplicação de tarifas e preços em condições de equidade”
4. A ERSE não justifica explicitamente esta proposta de alteração de redação, sendo que o CT não reconhece impactos na mesma.

L.4 Alteração do Prazo para Parecer do Conselho Tarifário a Propostas de Tarifas Excepcionais

1. A ERSE propõe uma alteração do prazo para o CT emitir parecer relativamente às propostas de fixação excepcional de tarifas de 30 dias contínuos para 10 dias úteis, alicerçando-se na volatilidade e a incerteza que caracterizaram os atuais mercados de energia, que sugerem a necessidade de uma atuação tão rápida quanto possível para adequar as tarifas suportadas pelos consumidores.
2. O CT entende que o prazo atual de 30 dias contínuos é ajustado à emissão de parecer desta natureza, que exige tempo de análise e de resposta, razão pela qual discorda da proposta formulada.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 15 de maio de 2023.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

**◆ Revisão do Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) ◆**

[\[Consulta Pública n.º 112\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”⁸⁸

Nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e, bem assim sobre outras matérias a solicitação expressa do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT, em 12 de dezembro de 2022, o documento contendo a “PROPOSTA DE REVISÃO DO MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA EEGO”⁸⁹, devendo o CT emitir parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de janeiro de 2023.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

O mecanismo de emissão de garantias de origem para a eletricidade a partir de fontes de energia renováveis foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro. Posteriormente o Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto, veio alterar o referido diploma, introduzindo no ordenamento jurídico português o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável.

A Garantia de Origem (GO) é um documento eletrónico com a função de provar ao consumidor final que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis, em cogeração de elevada eficiência, ou, no caso de gás, de origem renovável ou de baixo teor de carbono. Em Portugal continental é a REN a entidade responsável pela respetiva emissão, bem como pela articulação necessária para a importação e exportação das GO dentro da União Europeia.

O Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem (MPEEGO) estabelece as competências desta entidade no que se refere à implementação e gestão de um sistema de Garantias de Origem (GO) da eletricidade e de energia para aquecimento ou arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis.

O Manual de Procedimentos, atualmente em vigor, foi aprovado em março de 2020 pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), após parecer da Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), conforme previsto na alínea b), do n.º 5, do artigo 13º do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, na redação que lhe foi dada pelo artigo 238º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro.

O contexto legislativo que enquadra o MPEEGO atualmente em vigor registou, desde a aprovação e publicação deste diploma, alterações de relevo ao nível, designadamente, da extensão da atividade da Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) à emissão de GO para a produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

⁸⁸ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁸⁹ Comunicação PCA da ERSE, de 12 dezembro/2022, N/ Ref: ET-2022-1737/ET/mm.



Acresce que a experiência resultante da operacionalização da atividade da EEGO, a necessidade de integração das regras de rotulagem de energia elétrica publicadas pela ERSE em articulação com os sistemas da *Association of Issuing Bodies* (AIB), e ainda as sucessivas alterações legais verificadas desde a aprovação e publicação do MPEGGO, motivaram o processo de revisão deste instrumento legal.

São já várias as matérias alvo de desenvolvimento legislativo com forte incidência no MPEEGO e que, do mesmo modo, motivam uma intervenção regulamentar neste documento. Entre elas:

- a aprovação do já referido mecanismo de emissão das GO para a eletricidade e para a energia para aquecimento ou arrefecimento produzidas a partir de fontes de energia renováveis e ainda para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável⁹⁰;
- a Diretiva 2012/27/EU do Parlamento e do Conselho, de 25 de outubro que revogou a Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro⁹¹, e foi transposta para a ordem jurídica nacional pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de Abril;
- a aprovação do regime relativo à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás⁹²;
- o regime jurídico relativo à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional⁹³ que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.

Assim, e tendo por objetivo a definição das disposições que a EEGO deve observar no exercício das atribuições definidas no âmbito dos vários diplomas entretanto aprovados, a REN apresentou em julho à ERSE uma proposta de revisão do MPEEGO.

De acordo com o disposto no n.º 4 do artigo 174º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, cabe à ERSE aprovar o MPEEGO, mediante proposta desta entidade, pelo que após proposta formalmente apresentada pela REN e já revista pela ERSE, a entidade reguladora submeteu a Consulta Pública a proposta de revisão do MPEEGO a qual, para além de consagrar os princípios pela qual se rege a operacionalização de garantias de origem no quadro nacional, visa também promover:

1. A sistematização interna do Manual de Procedimentos que facilite a apreensão do respetivo conteúdo pelos seus destinatários;
2. A autonomização de cada procedimento específico, concretizada com o propósito de conferir maior flexibilidade ao contexto de aplicação do Manual e da sua revisão quando necessário;
3. A sistematização dos deveres de reporte de informação no quadro operacional da EEGO, neles incluindo a informação a reportar à ERSE para efeitos de supervisão específica da EEGO e de matérias conexas com as garantias de origem;
4. A introdução de requisitos de informação para a regulação económica da EEGO, em linha com o que estabelece o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, nomeadamente quanto às competências para avaliar e aprovar a orçamentação da atividade da EEGO e fiscalizar as respetivas contas;

⁹⁰ Cfr Decreto-Lei n.º 141/2010 de 31 de dezembro, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto.

⁹¹ Cfr Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010 de 23 de agosto, e alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015 de 30 de abril, tal como retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015 de 26 de junho, e pelo Decreto-Lei n.º 64/2020 de 10 de setembro.

⁹² Cfr Decreto-Lei 62/2020, de 28 de agosto.

⁹³ Cfr. Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro.



5. A concretização de um quadro de auditabilidade próprio e específico da EEGO, de modo a, por um lado, reforçar as condições de supervisão da sua atividade e, por outro lado, conferir transparência acrescida à sua atuação, por via do envolvimento de entidade externa e independente.

II ESPECIALIDADE

A. Instalações de produção ao abrigo de um regime de remuneração garantida

A proposta de articulado estabelece no n.º 1 do artigo 4º do Procedimento n.º 3 que o participante responsável pela inscrição de uma Instalação de Produção junto da EEGO tem a obrigação de informar a EEGO de quaisquer alterações que resultem na: (a) imprecisão da informação existente no Sistema da EEGO; (b) perda das condições necessárias para que a Instalação de Produção continue inscrita junto da EEGO; e (c) transmissão da licença de exploração.

O CT salienta que as alterações de regime remuneratório das instalações de produção deviam, igualmente, constar deste apartado, de forma a evitar que, após a transição da instalação de produção do regime de remuneração garantida para o regime de mercado, a faturação seja realizada através do CUR, quando este e o Produtor já deixaram de ter uma relação contratual.

No que diz respeito aos princípios gerais constantes no n.º 12 do artigo 8º do mesmo Procedimento, a proposta de articulado determina “que no caso de Instalações de Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, recorre-se a sistemas de contabilização para com objetividade quantificar: a) a energia elétrica produzida pela Instalação de Produção; b) a energia elétrica consumida pelos serviços auxiliares da Instalação de Produção, quando considerados relevantes; c) a energia elétrica fornecida/consumida à RESP; d) a energia elétrica consumida em bombagem pela Instalação de Produção; e) a energia elétrica extraída e injetada em unidades de armazenamento associadas à Instalação de Produção, quando relevante; f) a energia contida nos combustíveis consumidos pela Instalação de Produção, quando aplicável.”

Relativamente a esta matéria o CT alerta que, caso se verifique a coexistência de diferentes regimes remuneratórios, será desejável diferenciar a energia elétrica produzida em função do respetivo regime remuneratório. Assim, o CT recomenda que seja introduzida uma nova alínea no ponto 12 do referido artigo 8.º que permita a diferenciação da energia produzida por regime remuneratório.

B. PROCEDIMENTO N.º 4 - Produção de energia a partir de fontes renováveis

No caso das instalações de autoconsumo que se encontrem licenciadas para a venda de excedentes através de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), o CT entende que, se solicitado pelo produtor ou seu representante, à energia injetada na RESP não deve ser limitada a emissão e transação de GO, devendo ser seguido o tratamento previsto no nº 3 do Artigo 1º do Procedimento nº 4 e demais requisitos exigidos. Desta forma, o CT considera que se assegura equidade no tratamento de energia renovável injetada na rede entre os vários produtores, potenciando também a liquidez do mercado de transação de GO.

C. PROCEDIMENTO N.12 – Divulgação, reporte de informação e supervisão

1. A atividade da EEGO encontra-se, nos termos do disposto no artigo 179.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, abrangida pela regulação da ERSE, sem prejuízo de outras competências atribuídas a entidades administrativas que atuem nos domínios específicos das suas atribuições.
2. O CT salienta que não obstante o artigo 3.º do procedimento n.º 12 da proposta de manual em apreciação estabeleça a informação necessária ao cumprimento dos princípios de regulação económica, não foi até ao momento ainda definido pela ERSE o modelo de regulação a aplicar à EEGO



nem qualquer mecanismo de reporte da informação, pelo que o CT recomenda a sua definição, bem como a aprovação dos preços a aplicar neste âmbito.

3. O CT entende que o modelo de financiamento das GO deve seguir o existente atualmente, de forma a não representar custos adicionais nas tarifas de acesso às redes.
4. Compete ainda à ERSE a aprovação do manual de procedimentos assim como a sua monitorização e supervisão. No que tange, em especial, à realização de auditorias periódicas às atividades abrangidas pelo presente Manual de procedimentos, entende o CT que as restrições neste domínio devem ser estritamente adequadas e proporcionais aos interesses que se pretendem proteger.

III RECOMENDAÇÕES

Sem prejuízo do referido ao longo do Parecer, o CT recomenda:

1. Que a proposta de articulado constante do n.º 1 do artigo 4º do Procedimento n.º 3 integre as alterações de regime remuneratório das instalações de produção.
2. Que no âmbito das “Instalações de produção ao abrigo de um regime de remuneração garantida”, seja acrescentada uma nova alínea ao ponto 12 do artigo 8.º, que estabeleça a diferenciação da energia produzida por regime remuneratório.
3. Que seja observada celeridade no estabelecimento do modelo de regulação económica e, em paralelo, na atualização dos preços que foram fixados pela Portaria n.º 53/2020, de 28 de fevereiro.
4. Que as restrições à seleção das entidades auditoras sejam as estritamente adequadas e proporcionais aos interesses que se pretende proteger.
5. Que seja equacionada a aplicação às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores das competências e manual de procedimentos da EEGO, vigente em Portugal Continental.
6. Que, se solicitado pelo produtor ou seu representante, à energia injetada na RESP proveniente das instalações de autoconsumo que se encontrem licenciadas para a venda de excedentes, não seja limitada a emissão e transação de GO.

IV CONCLUSÕES

A Secção do Setor Elétrico do CT, pelas razões expostas e detalhadas no parecer, considera que deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 16 de janeiro de 2023.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO₂ na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário⁹⁴ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”⁹⁵

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a “Proposta de especificação de um novo regime de gestão eficiente das aquisições das licenças de CO₂ por parte da EDA e da EEM relativo às centrais térmicas abrangidas pelo CELE”⁹⁶, com pedido expresso de emissão de parecer até 15 de novembro.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I GENERALIDADE

A. Contexto

No âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), as licenças de emissão de dióxido de carbono (CO₂) representam um custo variável de produção e constituem um ativo que as centrais passaram a deter a partir de 2008.

Dadas as alterações legislativas e as incertezas associadas ao período de cumprimento (2012 – 2020), a ERSE revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, estabelecendo na Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de CELE, o que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, que estabeleceu o Incentivo para a gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada na sua totalidade.

Assim, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ foi aplicado até dezembro de 2020, nas centrais com CAE não cessados, assim como nas centrais geridas pela EDA - Eletricidade dos Açores e EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, cujos custos de produção são regulados pela ERSE.

Aquando da publicação, em 17 de outubro de 2022, do documento “PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2023 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO”, é referido pela ERSE que:

“...

Assim, em 2021, devido à inexistência de um quadro regulamentar relativo ao regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM, não se aplica o incentivo associado às

⁹⁴ Doravante abreviado por CT.

⁹⁵ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁹⁶ Comunicação PCA da ERSE, de 18 outubro/2022, N/ Ref: ET-2022-1455.



compras de licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM, sem prejuízo da ERSE suscitar em consulta a sua eventual continuidade.”⁹⁷

O vazio regulamentar ocorrido, para o qual não é apresentada qualquer razão, é colmatado com a presente proposta de diretiva, sendo a mesma em tudo semelhante à Diretiva 2/2014, de 3 de janeiro, no que concerne à metodologia utilizada conducente à valorização dos custos de emissão de CO₂, reconhecidos anualmente pelo regulador.

II ESPECIALIDADE

A. Proposta de diretiva

1. O incentivo para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO₂ destina-se a assegurar em condições de eficiência económica para o setor elétrico nacional a aquisição e a gestão das licenças de emissão de CO₂, nos termos do cumprimento das obrigações decorrentes do mecanismo de CELE.

Aplica-se exclusivamente na RAA e RAM nas centrais detidas e operadas pela EDA - Eletricidade dos Açores, S.A. e pela EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A.

2. O incentivo é operacionalizado através de uma metodologia de custos aceites, de base anual e integrada no processo de regulação tarifária, nos seguintes termos:

$CA_{CO_2} = EV \times P_{ref} + CT$, em que:

CA CO₂ corresponde aos custos aceites com a gestão de licenças de emissão de CO₂, para um dado ano, expressos em euros;

EV corresponde às emissões verificadas de CO₂, para um dado ano, expressas em toneladas de CO₂ equivalente;

P_{ref} é o preço de referência para as emissões de CO₂, para um dado ano, expresso em euros por tonelada de CO₂ equivalente;

CT corresponde ao valor dos custos de transação em mercado primário e/ou mercado secundário de licenças de emissão de CO₂, expresso em euros.

$CT = C_{fixT} + C_{varT} \times EV$, em que:

C_{fixT} corresponde aos custos fixos assumidos com a transação de licenças de emissão de CO₂, no ano a que respeita a aplicação do incentivo, expressos em euros;

C_{varT} corresponde aos custos variáveis assumidos com a transação de licenças de emissão de CO₂, no ano a que respeita a aplicação do incentivo, expressos em euros por tonelada de CO₂ equivalente transacionada;

EV corresponde às emissões verificadas de CO₂, para um dado ano, expressas em toneladas de CO₂ equivalente.

3. O preço de referência do CO₂, corresponde ao preço médio aritmético para o ano a que respeita a aplicação do incentivo, apurado a partir das cotações em mercado secundário gerido pela *European Energy Exchange* (EEX).

⁹⁷ Pág. 211 e 247 do documento “ PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2023 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO ”



4. A diferença entre o incentivo incluído nesta proposta de Diretiva e a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, entretanto revogada, refere-se aos custos fixos e variáveis aceites pelo regulador, que, comparativamente, correspondem a:

| Custo | Diretiva 2 /2014 – Anexo II, Art 2º | Proposta Diretiva outubro 2022 |
|--------------|---|---|
| CfixT | 20.000 € / ano | 17.500 € / ano |
| CvarT | 0,006 euros por tonelada de CO ₂ | 0,005 euros por tonelada de CO ₂ |

CfixT corresponde aos custos fixos assumidos com a transação de licenças de emissão de CO₂, no ano a que respeita a aplicação do incentivo, expressos em euros;

CvarT corresponde aos custos variáveis assumidos com a transação de licenças de emissão de CO₂, no ano a que respeita a aplicação do incentivo, expressos em euros por tonelada de CO₂ equivalente transacionada.

5. A proposta de Diretiva em análise determina que os incentivos se aplicam a partir do dia 1 de janeiro de 2023.

III RECOMENDAÇÕES

1. Os custos decorrentes da aquisição de licenças de emissão de CO₂ são constituídos por duas componentes distintas. O valor de compra em mercado das licenças e o valor associado à transação. Na opinião do CT, o incentivo à gestão otimizada de licenças de emissão de CO₂ deveria centrar-se preferencialmente na primeira componente, ou seja, incutindo nas empresas a procura por preços de mercado vantajosos na gestão das suas compras.

Relativamente aos custos fixos e variáveis das compras, o CT considera que a proposta apresentada pela ERSE não fundamenta com a profundidade necessária a revisão em baixa dos valores limites dos custos fixos e variáveis, recomendando a sua fundamentação, atento o atual contexto de grande incerteza e de escalada da inflação.

IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2022.



◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2021 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”⁹⁸

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda a outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 3/05/2022 foi enviado ao CT⁹⁹ o estudo “Avaliação de Impactes de Eventos Extramercado na Formação no Preço de Mercado Grossista de Eletricidade – 2021”, solicitando a emissão de parecer, nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, veio prever a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG), com reflexos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma legal na sua redação em vigor estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre “o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços”, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.

Assim, o mencionado mecanismo visa “corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade”, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.

Este regime legal foi objeto de alteração pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, que, entre outros aspetos, veio clarificar o âmbito de incidência subjetiva, procurando garantir maior segurança jurídica, tanto para os produtores de eletricidade quanto para as entidades intervenientes.

Por seu turno, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do Ministério do Ambiente e Transição Energética, veio estabelecer o procedimento de elaboração, incluindo os prazos e demais trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE, prevendo, em síntese, o seguinte:

1. Até 30 de abril de cada ano, a ERSE procede à elaboração de um estudo sobre o impacto na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia no ano anterior ao da realização do referido estudo;

⁹⁸ Cf. Artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

⁹⁹ Comunicação PCA da ERSE, ref. E-Tecnicos/2022/574, datada de 3 de maio de 2022



2. No prazo de 5 dias contados do final do prazo previsto no número anterior, a ERSE submete o Estudo a parecer do seu Conselho Tarifário incluindo nesse processo de consulta a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a qual se pode pronunciar autonomamente ao Conselho Tarifário;
3. O Conselho Tarifário e a DGEG emitem parecer sobre o Estudo no prazo de 30 dias a contar da respetiva data de receção;
4. No prazo de 15 dias contados do termo do prazo de pronúncia destas entidades, a ERSE envia o Estudo, acompanhado dos pareceres emitidos, para o membro do Governo responsável pela área da energia.

No que diz respeito ao conteúdo mínimo do Estudo, estabelece este diploma legal que o mesmo deve conter o seguinte:

- a) A identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados;
- b) A identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável com desagregação por tecnologia, considerados no Estudo;
- c) A descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado;
- d) A apresentação dos resultados da estimação efetuada por aplicação da metodologia referida;
- e) A proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Uma vez emitido o Estudo pela ERSE, observadas as consultas e demais trâmites previstos na portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, mediante despacho a publicar na 2.ª série do Diário da República, os parâmetros que determinam o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente regime de equilíbrio concorrencial, através dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.

Dispõe, ainda, o n.º 3 do Artigo 3º desse diploma que *“Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, o membro do Governo responsável pela área da energia aprova, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte”*.

O CT salienta que, de acordo com a ERSE, *“para efeitos do estudo relativo a 2021, e tendo em consideração que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, a ERSE entende considerar os mesmos cenários que se identificaram no estudo relativo a 2020”*.

Assim, relativamente ao Estudo a elaborar pela ERSE em 2022, referente ao ano de 2021, o CT nota que não foi publicado o Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, encontrando-se ultrapassado o prazo estipulado legalmente para o fazer, nem o Despacho do pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.

O CT regista que, para efeitos do estudo relativo ao ano 2021, a ERSE entendeu que deveria manter a abordagem de dois cenários distintos, tal como fez no estudo referente a 2020, para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna, justificando esta consideração de cenários distintos para o tratamento dos eventos extramercado de ordem interna, por no seu entender, além de ser útil para avaliação de impactes ser igualmente relevante na perspetiva da tomada de decisão informada por parte do legislador:

“Cenário A, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, e que definiu os valores



de pagamento a final, relativos ao ano de 2020 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);

Cenário B, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativos os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.”

II ESPECIALIDADE

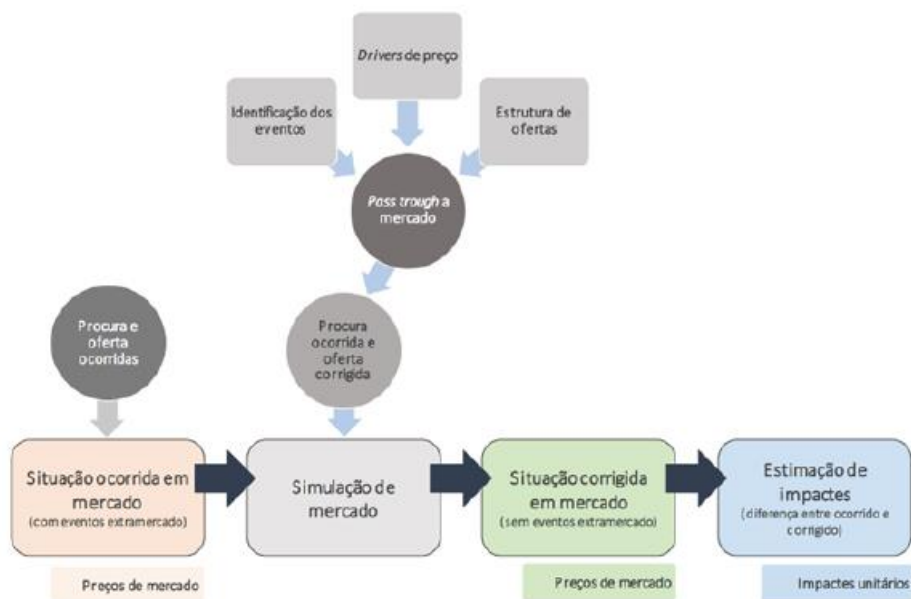
A. Caracterização metodológica do estudo referente ao ano de 2021

O quadro legal, atualmente em vigor, aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial consagra que o estudo a elaborar pela ERSE deve quantificar o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal dos eventos extramercado externos e dos eventos extramercado internos ao SEN. Resultará da conjugação dos dois impactes a determinação da compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito deste mecanismo.

A.1 Eventos extramercado externos

1. No que respeita ao tratamento dos efeitos extramercado externos, o estudo teve em consideração o mercado diário do MIBEL, e foram considerados os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.
2. A metodologia utilizada para avaliar os efeitos de ajustamento sobre os preços de mercado, pressupõe duas fases:
 - a) Numa primeira fase, é apurado o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia, sendo para tal realizado um estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais ou drivers de preço variável de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo (dummy), que assume valor nulo na ausência do evento e valor unitário na sua vigência);
 - b) Numa segunda fase, com base nos efeitos estimados, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL.
3. O resultado decorrente da diferença entre os preços efetivamente verificados e os que decorrem do processo de simulação constituem a estimação do impacte dos eventos extramercado externos ao SEN. A Figura seguinte resume o algoritmo (metodologia) de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado externos ao SEN.

Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



Fonte: ERSE

4. No âmbito do presente estudo a ERSE identificou como único evento extramercado externo ao SEN, o regime fiscal que incide sobre os produtores de energia elétrica em Espanha, sendo que parte desta carga fiscal incide na energia primária utilizada e outras componentes incidem no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa energia primária.

A.2 Eventos extramercado internos

1. No que respeita aos eventos extramercado internos ao SEN, a ERSE, na metodologia utilizada, começa por identificar o valor unitário associado aos respetivos cenários e suportado por cada uma das medidas verificadas em Portugal.
2. De acordo com a metodologia definida, o impacto dos eventos extramercado internos ao SEN resulta da soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, desagregadas por tecnologia.
3. Na identificação dos valores dos eventos extramercado internos, e tal como já referido no Enquadramento, a ERSE desenvolveu o estudo com base em dois cenários distintos. Assim, para efeitos do estudo relativo ao ano de 2021, e tendo em consideração que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, a ERSE entendeu considerar os mesmos dois cenários que identificou no estudo relativo ao ano de 2020.
4. A este propósito, o CT considera essencial destacar o seguinte:
 - a) A Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia. É também através desta Portaria que se estabelece o procedimento de elaboração do estudo a efetuar pela ERSE e se operacionaliza o mecanismo de cálculo do valor do pagamento por conta e da compensação devida, a final, pelos produtores que tenham benefícios não expectáveis decorrentes dos eventos extramercado identificados.
 - b) O Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, que procedeu à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, introduziu, no artigo 3º n.º 3, a possibilidade de, sob proposta da ERSE, o membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, para cada ano, através de



- Despacho, um valor de pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.
- c) Não tendo, por referência ao ano de 2021, ocorrido a publicação de novo despacho aplicou-se o valor do pagamento por conta determinado para o ano de 2020 pelo Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho.
- d) De acordo com o disposto no Artigo 4.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, “*A determinação dos valores a faturar nos termos do artigo 3.º é concretizada por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE, sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços*”.
- e) Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.
- f) Em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que determina as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020, relativo ao ano de 2019, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.
- g) Assim, para efeitos do estudo relativo a 2019, a ERSE considerou dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna, a saber:
- i. Um cenário base, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social e
 - ii. Um cenário de análise de sensibilidade, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta, e por força das dúvidas jurídicas relativas à consideração dos restantes dois elementos de eventos internos acima anunciados.
- h) O Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, estabelece o valor de pagamento por conta a vigorar durante o ano de 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, considerando como eventos extramercado internos ao SEN, que afetam exclusivamente os centros electroprodutores em Portugal, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade a partir do carvão e do gás natural, a contribuição extraordinária sobre o setor energético e a tarifa social de eletricidade.
- i) Não obstante, o Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, veio determinar o valor final relativo ao ano 2019, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime de ISP, optando por manter o critério de definição dos eventos extramercado internos alinhado com o que se encontrava subjacente à definição do pagamento por conta para 2019 (no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro).



- j) Por seu turno o Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, veio determinar o valor final relativo ao ano de 2020, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime do ISP, contrariando o critério de definição dos eventos extramercado internos subjacente à definição do pagamento por conta para 2020, pelo Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, que considerava para além do ISP, a CESE e a tarifa social como eventos internos ao SEN.
- k) Quanto ao estudo relativo ao ano de 2021, o CT regista a constatação da ERSE de que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia.
5. O CT salienta que a determinação daqueles que são os eventos extramercado de ordem interna ao SEN é, no quadro legal em vigor, uma atribuição e competência do membro do governo responsável pela área da energia.
6. Neste sentido, na ausência de definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar no estudo referente ao ano de 2021, tal como sucedeu para o ano de 2020, e dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos à abrangência dos eventos extramercado internos, o CT insta a ERSE a desenvolver os esforços necessários, junto do legislador, visando a emissão de normativos em tempo útil que possibilitem aos stakeholders a tomada assertiva e informada de decisões, no contexto de um mercado liberalizado.

B. Resultados e impactes da avaliação dos eventos extramercado

1. O impacte líquido dos eventos extramercado, externos e internos, é calculado de acordo com a seguinte expressão, que fornece o valor a pagar no ano t para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i|k_t}^{PT}$$

Em que

$Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t, para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros;

Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t, apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;

$Pem_{i|k_t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, no ano t, para a tecnologia k, sendo este preço determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;

2. Entendeu a ERSE considerar o efeito combinado do conteúdo dos Despachos seguintes do Secretário de Estado Adjunto e da Energia:
- a) Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, que definiu os valores de pagamento final, relativos ao ano de 2020;
- b) Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, que identifica os eventos internos a considerar no estudo da ERSE para o ano de 2019.



3. A ERSE considera no presente estudo, para os diferentes cenários, a título de eventos internos ao SEN, os seguintes elementos:
 - i. a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos na lei do Orçamento de Estado para 2021;
 - ii. a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
 - iii. a tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.
4. A ERSE volta a apresentar, tal como aconteceu nos estudos anteriores, dois cenários distintos:
 - Um “cenário A”, considerando exclusivamente o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP);
 - Um “cenário B”, considerando de forma combinada e cumulativos os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.
5. O CT reconhece a situação de indefinição provocada pela ausência de despacho a identificar os eventos internos para o ano de 2021 e reforça que apenas está vinculado a abordar nos seus Pareceres o que está legal e regulamentarmente estabelecido.
6. Do ponto de vista dos princípios subjacentes a este mecanismo é opinião do CT que o ISP tem cabimento como evento extramercado interno a ser recuperado pelos produtores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.
7. O CT constata que a tarifa G-Charge (0,5 €/MWh) deixou de ser cobrada aos produtores espanhóis desde o início do ano 2020, mas continuou a ser aplicada aos produtores portugueses até ao final de 2021, devendo por isso a sua consideração no apuramento final ser explicitada pela ERSE.
8. Nas condições atuais e no que diz respeito aos impactos dos eventos externos, o estudo da ERSE é revelador da elevada complexidade na aplicação prática deste mecanismo, suscitando questões de ordem diversa. Sem prejuízo da robustez estatística que formalmente reveste o exercício analítico da ERSE, a assunção de um impacto integral e linear nas ofertas que foram submetidas no MIBEL é menos robusta pois desconsidera a dinâmica e essência do próprio mercado que se ajusta permanentemente. Existe, assim, a possibilidade do modelo amplificar a diferença entre o preço de mercado e os valores estimados.
9. Evidencia-se no quadro abaixo a estimação de *pass-through* calculada pela ERSE para cada uma das tecnologias desde 2019:



| Resultados da estimação de pass through às ofertas de mercado | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|
| €/MWh | 2019 | 2020 | 2021 |
| Carvão | 2,69 | 3,19 | 6,29 |
| CCGT | 3,43 | 2,78 | 5,72 |
| Hídrica | 4,88 | 8,43 | 16,64 |
| Total | 2,24 | 3,64 | 7,10 |
| | | | |
| Preço de mercado (€/MWh) | 45,51 | 34,78 | 58,47 |
| | | | |
| % preço de mercado | 2019 | 2020 | 2021 |
| Carvão | 6% | 9% | 11% |
| CCGT | 8% | 8% | 10% |
| Hídrica | 11% | 24% | 28% |
| Total | 5% | 10% | 12% |

Fonte: Estudos da ERSE relativos aos anos de 2019, 2020 e 2021

10. Atendendo à disparidade do coeficiente das hídricas face às restantes tecnologias, o CT questiona sobre a fundamentação e metodologia de estimação deste valor. Seria de esperar que o coeficiente das hídricas se aproximasse do coeficiente da tecnologia que substitui, na maior parte dos casos, as centrais a gás, o que não se encontra, de todo, justificado no estudo.

C. Considerações finais

Entende o CT dever sintetizar a seguinte ordem de considerações à luz do histórico de aplicação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal:

1. Sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e, conseqüentemente, proporcione benefícios não expectáveis nem justificados para os produtores (o que na literatura é designado por *windfall profits*), estes devem ser recuperados e devolvidos ao SEN na estrita relação desse contributo. O CT considera que este é o princípio basilar que deve presidir à aplicação do mecanismo regulatório de correção dos desequilíbrios.
2. Adicionalmente, o método de recuperação dos benefícios acima referidos deve garantir que não são produzidas distorções nem desequilíbrios artificiais entre produtores de energia elétrica.
3. Numa perspetiva histórica, os eventos externos ao SEN com impacte na formação do preço grossista da eletricidade, têm, desde o início da aplicação deste regime, sido circunscritos ao mercado espanhol e, em particular, fundados no regime fiscal específico existente em Espanha para a produção de energia elétrica. O CT concorda com esta apreciação.
4. Os eventos internos foram sempre considerados, com exceção dos anos de 2018 e 2019, atento o Despacho n.º 8004-A/2017, de 12 de setembro, que revogou os n.º 11 e 12 do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro. Entende o CT que o ISP e a G-charge devem ser considerados como eventos extramercado interno.

D. Recomendações

1. O CT entende ser desejável para um adequado funcionamento do mercado ibérico, a progressiva aproximação dos instrumentos de política energética entre Espanha e Portugal, entendendo-a como



uma situação preferencial à adoção de mecanismos posteriores de correção ou ajustamentos. Recomenda, neste sentido, que a ERSE possa influenciar possíveis evoluções neste caminho.

2. O CT reafirma a importância que atribui à previsibilidade e estabilidade das decisões regulatórias, pelo que regista negativamente a falta de consistência entre os pressupostos dos pagamentos por conta e dos pagamentos finais deste mecanismo tal como ocorreu em 2020, que afeta à posteriori a operação dos agentes.
3. O CT salienta que não foi publicado pelo membro do Governo responsável pela área da energia despacho a atualizar o pagamento por conta para o ano de 2021 relativo a este mecanismo, tendo sido aplicado o valor definido para o ano 2020, pelo que existe o risco de virem a ocorrer novamente diferenças significativas entre o valor dos pagamentos por conta e o valor final para 2021.
4. Deste modo, o CT insta a ERSE a diligenciar, junto do legislador, para que este proceda à emissão em tempo útil de normativos que possibilitem aos stakeholders a tomada assertiva e informada de decisões, no contexto do mercado liberalizado.
5. O CT aconselha a ERSE a considerar a tarifa G-Charge na versão final do estudo de “Avaliação de Impactes de Eventos Extramercado na Formação no Preço de Mercado Grossista de Eletricidade – 2021”, tendo em conta que esta deixou de ser cobrada aos produtores espanhóis, desde o início do ano 2020, continuando a ser aplicada aos produtores portugueses até ao final de 2021.
6. O CT recomenda que, na versão final do estudo, a ERSE pondere a aderência à realidade dos coeficientes estimados, nomeadamente face à disparidade encontrada entre as centrais hídricas e as centrais de ciclo combinado a gás natural, uma vez que as centrais hídricas ofertam em mercado ao custo marginal da tecnologia que substituem, que na maior parte do tempo são as centrais a gás.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a versão final do estudo deverá ser reformulada incorporando as recomendações deste parecer.

Aprovado em 03 de junho de 2022



◆ Estudo da ERSE ◆

Publicado no [site](#).



3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO



◆ **Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – atualização 2022** ◆ [\[Consulta Pública n.º 111\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹⁰⁰ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”¹⁰¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a “Consulta Pública n.º 111-Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”³, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias contínuos.

No decurso da elaboração deste Parecer, a solicitação deste Conselho, foram efetuadas apresentações do PDIRD-E 2020 – Atualização 2022 pela ERSE e pela E-Redes, em reunião realizada em 9 de setembro de 2022.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), procedendo à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O regime jurídico previsto neste diploma aplica-se às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades e à proteção dos consumidores.

Assim, de acordo com o disposto no artigo 128.º do referido Decreto-Lei, o operador da RND deve elaborar o Plano de Desenvolvimento e Investimento quinquenal das respetivas redes de distribuição, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 129.º do mesmo diploma.

De acordo com o artigo 130.º, o PDIRD deve ser revisto quinquenalmente, seguindo o procedimento previsto para a sua elaboração, e deve ser objeto de atualização nos anos pares, devendo o operador da RND apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRD a que diz respeito.

De referir que o PDIRD pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RNT, da DGEG ou da ERSE.

¹⁰⁰ Doravante abreviado por CT.

¹⁰¹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho. 3 E-Técnicos/2022/1118/JE/mab, de 17/agosto/2022.

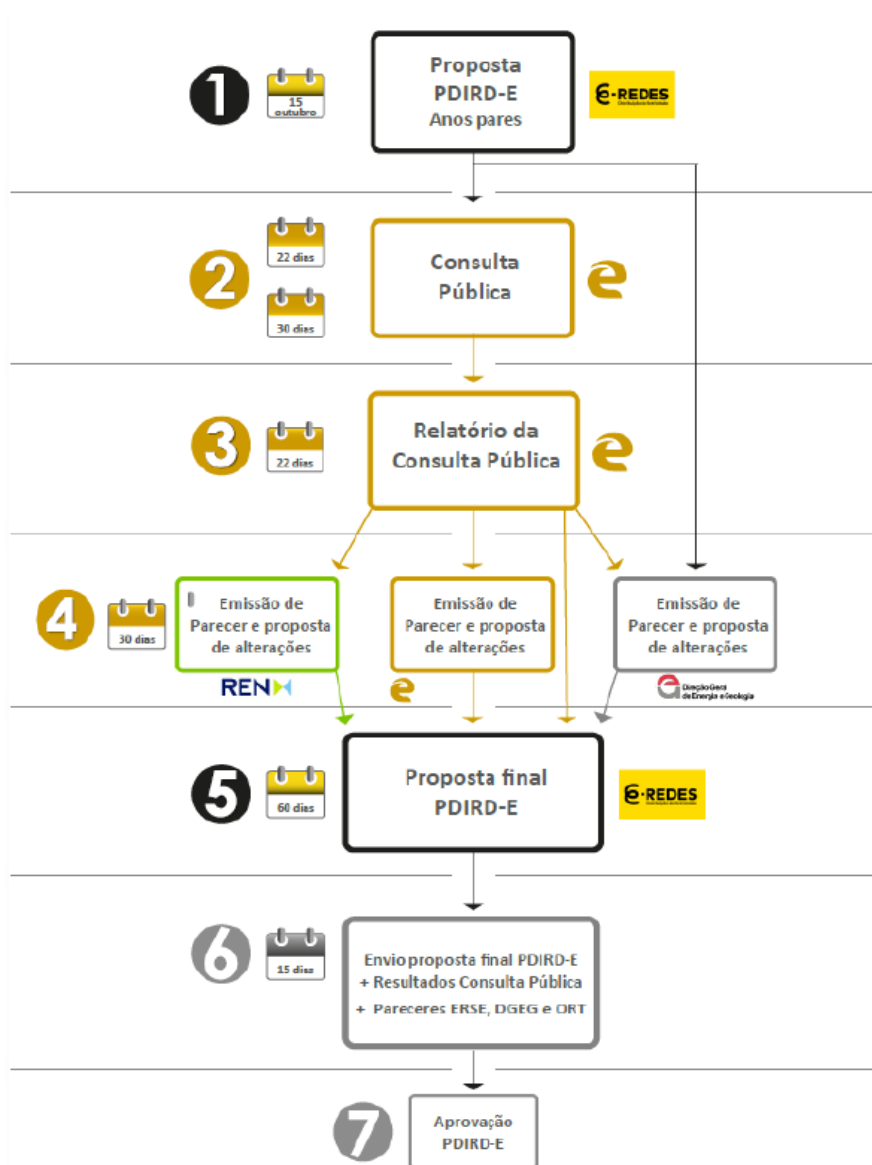


Neste contexto, e no seguimento da aprovação, em 29 de junho p.p., da proposta de PDIRD para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020), a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de atualização do PDIRD-E 2020. Os passos que se seguem são os seguintes:

- Após a receção da proposta de PDIRD, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a respetiva consulta pública, com duração de 30 dias, através de aviso a publicar no Diário da República, com a antecedência de cinco dias, e disponibiliza, no seu sítio na Internet e com a mesma antecedência, os elementos relevantes para o efeito, conforme dispõe o n.º 4 do artigo 129.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- Nos termos do n.º 5 da referida norma legal, após o termo do período de consulta pública a ERSE deve, no prazo de 22 dias, elaborar o respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RNT e da RND;
- No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para a DGEG, a ERSE e o operador da RNT emitirem e comunicarem, entre si e ao operador de RND, o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta, conforme dispõe o n.º 7 do artigo 129.º;
- Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT, o operador de RND dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final de atualização do PDIRD, que tem em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos, conforme disposto no n.º 11 do artigo 129.º;
- Nos termos do n.º 12 deste normativo, a DGEG, após a receção da proposta final do PDIRD, dispõe do prazo de 15 dias para a enviar ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, do operador de RNT e dos resultados da consulta pública.

De notar que a aprovação da proposta de atualização do PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, não carecendo a mesma de discussão prévia em sede de Assembleia da República.

O procedimento de desenvolvimento, aprovação e execução das propostas de atualização do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição encontra-se ilustrado na figura seguinte:



Fonte: ERSE

Desta forma, de acordo com o procedimento descrito, a ERSE promove, pelo prazo de 30 dias a Consulta Pública sobre Proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022” - Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025.

II ESPECIALIDADE

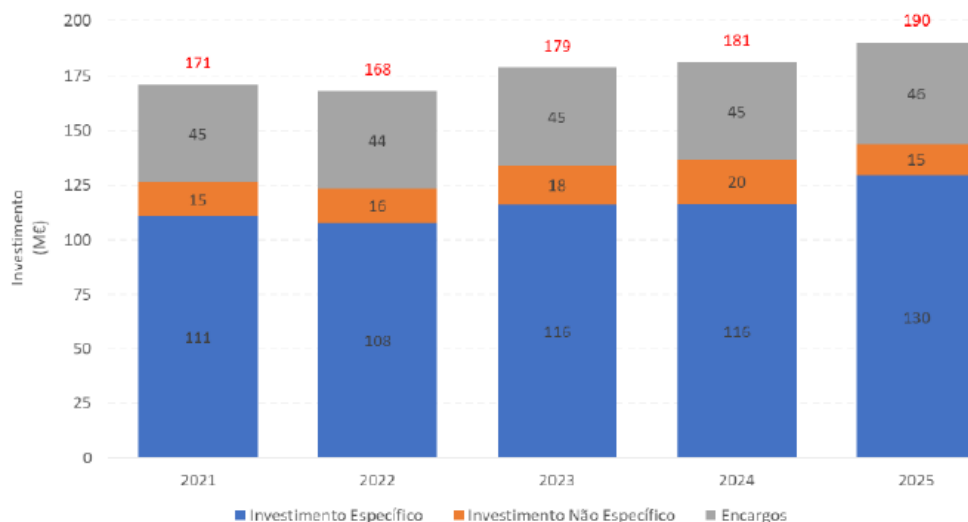
A. PDIRD-E 2020 aprovado

A versão final do PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025, aprovada pelo Secretário de Estado, em Junho p.p., veio estabelecer o plano dos investimentos que, na ótica do ORD AT/MT, são indispensáveis para assegurar a qualidade de serviço técnica de distribuição de energia elétrica e a capacidade de recepção e de entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e em condições de elevada eficiência e de boas práticas ambientais, procurando a satisfação das necessidades futuras dos utilizadores da rede.



Na sua versão final, o PDIRD-E 2020 apresentava um programa de investimento para as redes AT e MT, para o período 2021-2025, de 888,8 M€ a custos totais, com a discriminação entre custos primários e encargos diretos, transversais e financeiros apresentada no gráfico seguinte.

Figura 3-4 – Investimento aprovado no PDIRD-E 2020



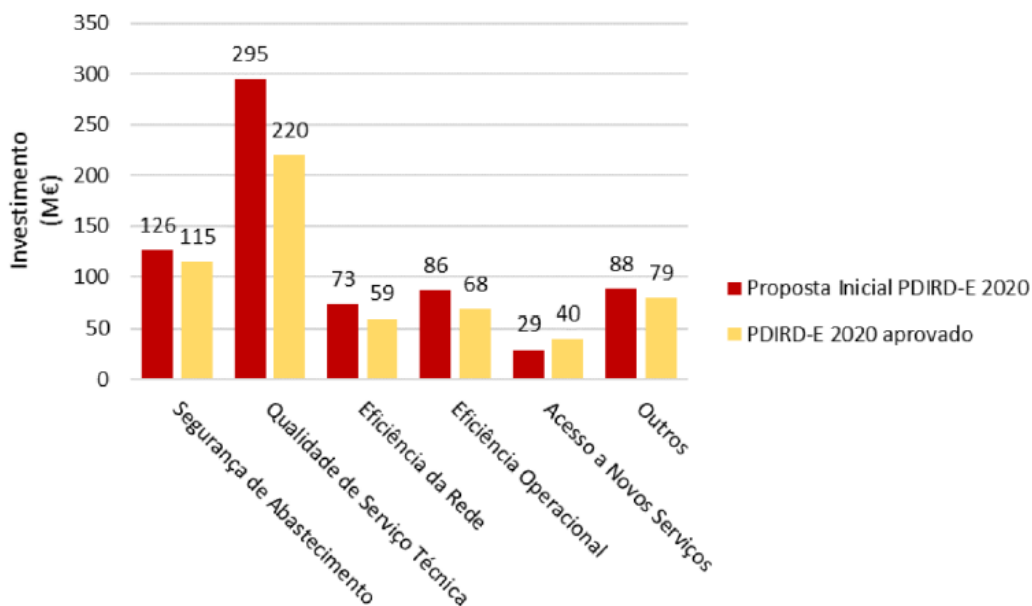
Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento PDIRD-E 2020 Atualização, pág. 19

O montante global previsto na versão final do PDIRD-E 2020 é inferior ao valor global previsto na proposta inicial do ORD AT/MT para o mesmo período (1.007,7 M€), refletindo as reduções de investimento recomendadas pela ERSE no parecer por si emitido a essa proposta inicial.

As figuras seguintes mostram, respetivamente, os ajustamentos de investimento a custos primários por vetor estratégico, entre as propostas inicial e final de PDIRD-E 2020, e a mesma análise ao nível dos programas de investimento, verificando-se o alinhamento geral entre a versão final do PDIRD-E 2020 e as recomendações de redução expressas pela ERSE no seu parecer.



Figura 3-5 – Comparação entre o investimento inicial proposto e o investimento aprovado em sede de PDIRD-E 2020, por vetor estratégico, a custos primários



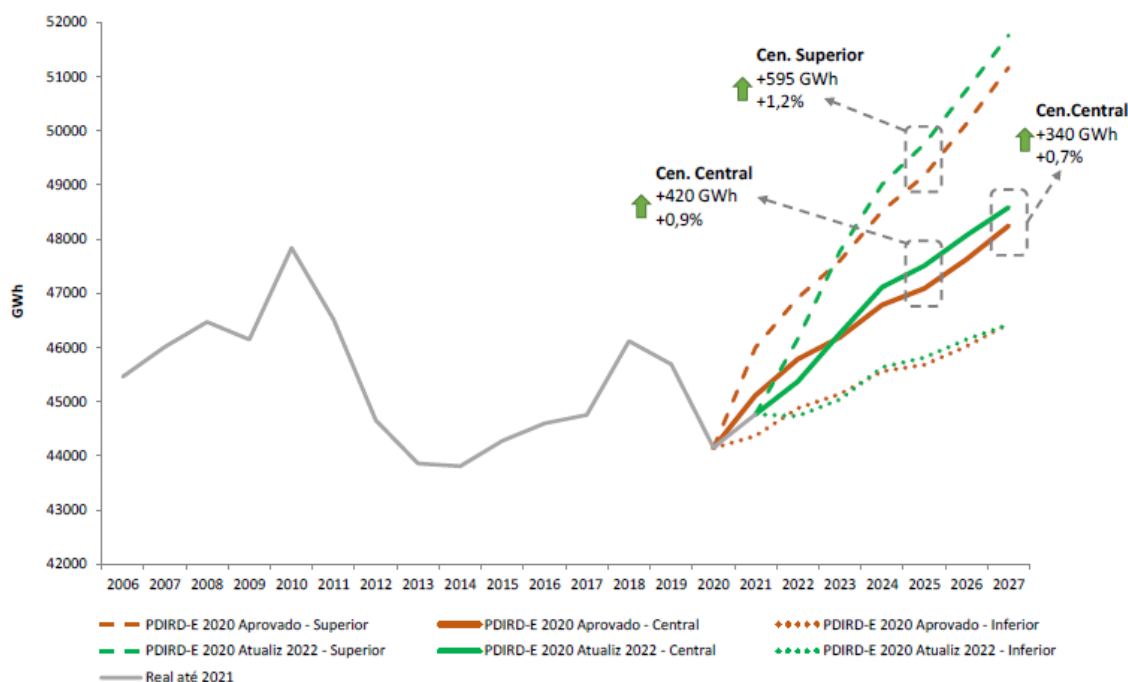
Fonte: ERSE, E-Redes (PDIRD-E 2020 aprovado).

Quadro 3-2 – Comparação dos montantes por programa de investimento, a custos primários

| Programas de Investimento (milhões de euros) | Proposta inicial PDIRD-E 2020 | PDIRD-E 2020 aprovado | Diferença |
|--|-------------------------------|-----------------------|------------|
| Desenvolvimento de Rede | 82,7 | 69,1 | 13,6 |
| Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico | 83,0 | 57,0 | 26,0 |
| Automação e Telecomando da Rede MT | 27,0 | 24,0 | 3,0 |
| Promoção Ambiental | 35,5 | 29,4 | 6,1 |
| Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas | 2,5 | 2,5 | 0,0 |
| Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo | 26,3 | 22,0 | 4,3 |
| Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações | 39,8 | 29,1 | 10,7 |
| Redução de Perdas Técnicas AT/MT | 5,5 | 5,5 | 0,0 |
| Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT | 167,5 | 105,0 | 62,5 |
| Beneficiações Extraordinárias | 5,6 | 5,6 | 0,0 |
| Abertura e Restabelecimento da RSFGC | 50,0 | 46,0 | 4,0 |
| Ligações aos Operadores de Redes BT | 10,0 | 10,0 | 0,0 |
| Programa de Investimento Corrente Urgente | 37,5 | 37,5 | 0,0 |
| Investimento Inovador | 29,2 | 43,0 | -13,8 |
| TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa | 602,1 | 485,7 | 116 |

Fonte: ERSE, E-Redes (PDIRD-E 2020 aprovado).

O PDIRD-E 2020 teve por base os cenários de previsão de consumos que se apresentam na figura seguinte.



Fonte: Apresentação da ERSE efetuada ao CT

A tabela seguinte mostra que, em 2021, o investimento realizado foi de 179 M€ a custos totais, cerca de 8 M€ superior ao previsto no plano aprovado para esse ano, esperando-se que o valor total realizado em 2022 fique em linha com o previsto.

Quadro 3-3 – Investimento Total, a custos totais, no período 2021 a 2025

| Valores em milhões de euros | PDIRD 2020 - Atualização 2022 | | | | | Total | Total |
|--------------------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|-----------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2023-2025 | 2021-2025 |
| Investimento Custos Primários | 133 | 123 | 136 | 141 | 149 | 426 | 682 |
| Investimento Específico | 114 | 108 | 117 | 121 | 128 | 366 | 587 |
| Investimento Não Específico | 19 | 16 | 19 | 20 | 21 | 60 | 95 |
| Encargos Diretos | 36 | 37 | 33 | 31 | 32 | 96 | 168 |
| Investimento Específico | 33 | 34 | 31 | 29 | 30 | 91 | 158 |
| Investimento Não Específico | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 5 | 11 |
| Encargos Transversais | 9 | 6 | 8 | 8 | 8 | 23 | 38 |
| Investimento Específico | 8 | 6 | 8 | 7 | 7 | 22 | 36 |
| Investimento Não Específico | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 |
| Encargos Financeiros | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 5 | 8 |
| Investimento Específico | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 5 | 7 |
| Investimento Não Específico | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Investimento Custos Totais | 179 | 168 | 179 | 181 | 190 | 550 | 896 |
| Investimento Específico | 156 | 149 | 158 | 159 | 167 | 483 | 788 |
| Investimento Não Específico | 23 | 19 | 21 | 22 | 23 | 67 | 109 |

Fonte: ERSE, E-Redes (Proposta de "PDIRD-E 2020").

De acordo com o anexo H da proposta de atualização apresentada pelo ORD AT/MT, resumido no documento de enquadramento da consulta pública, este aumento do investimento realizado em 2021 deve-se, fundamentalmente, a aumentos no investimento corrente urgente associados a incidentes passíveis de pôr em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e a alterações ocorridas nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios, que conduziram a aumentos no programa “Abertura e restabelecimento de redes secundárias de faixas de gestão de combustível”.

Porém, como referido pela ERSE no documento de enquadramento da presente consulta, este aumento do investimento foi acompanhado por um aumento das participações financeiras em cerca de 50%

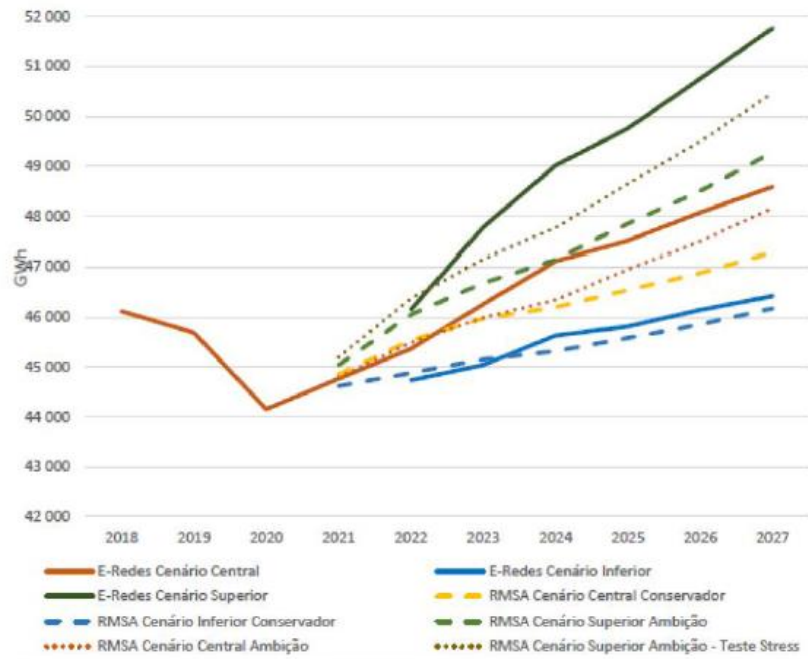


face ao valor previsto no PDIRD-E 2020, o que globalmente resultou numa diminuição do ativo líquido remunerado.

B. Proposta de atualização PDIRD-E 2020

A proposta de atualização de PDIRD-E 2020 para 2023-2025 teve por base a evolução de procura que se mostra na figura abaixo.

Figura 2-3 – Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2021



Fonte: ERSE, Documento de Enquadramento PDIRD-E 2020 Atualização, Pág.11

Na atualização de PDIRD-E 2020 apresentada à presente consulta pública, o ORD AT/MT propõe continuar a estratégia delineada para a RND, mantendo, para o período 2023-2025, os valores de investimento a custos totais do PDIRD-E 2020, conforme exposto na tabela abaixo.

Tabela 2: Investimento Total a custos totais no período 2021-2025 (M€).

| Valores em milhões de euros | PDIRD 2021-25 | | | | | Total |
|--------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2023-2025 |
| Investimento Custos Primários | 133,1 | 123,5 | 136,1 | 140,8 | 148,7 | 425,6 |
| Investimento Específico | 113,9 | 107,7 | 117,4 | 120,8 | 127,5 | 365,8 |
| Investimento Não Específico | 19,2 | 15,8 | 18,6 | 19,9 | 21,2 | 59,8 |
| Encargos Diretos | 35,8 | 36,9 | 32,8 | 31,2 | 31,7 | 95,7 |
| Investimento Específico | 32,9 | 34,2 | 31,0 | 29,5 | 30,1 | 90,6 |
| Investimento Não Específico | 2,9 | 2,7 | 1,9 | 1,7 | 1,6 | 5,2 |
| Encargos Transversais | 8,7 | 6,4 | 8,0 | 7,6 | 7,7 | 23,2 |
| Investimento Específico | 8,0 | 5,9 | 7,5 | 7,1 | 7,3 | 22,0 |
| Investimento Não Específico | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 1,3 |
| Encargos Financeiros | 1,0 | 1,3 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 5,3 |
| Investimento Específico | 1,0 | 1,0 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 4,9 |
| Investimento Não Específico | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,4 |
| Investimento Custos Totais | 178,7 | 168,0 | 178,6 | 181,3 | 189,9 | 549,8 |
| Investimento Específico | 155,7 | 148,8 | 157,5 | 159,1 | 166,6 | 483,2 |
| Investimento Não Específico | 22,9 | 19,2 | 21,1 | 22,2 | 23,3 | 66,6 |

Fonte: ERSE, Tabela 2 da Proposta PDIRD-E 2020 Atualização



Apesar de o montante global de investimento previsto para 2023-2025 se manter, são propostos ajustes em projetos de investimento específico e não específico que, de acordo com o ORD AT/MT, visam responder à contínua evolução das necessidades da rede e a adequação da priorização de investimentos à evolução do contexto. Neste sentido, o ORD AT/MT propõe os seguintes aumentos de investimento para o período 2023-2025, face aos valores constantes do PDIRD-E 2020:

- 3,5 M€ para reforço do subprograma Segurança Integrada Ciber-física da RND no Programa de Investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações (Ficha n.º 18 do Anexo C), com vista a alargar a sua aplicação a mais instalações (em alinhamento com o previsto no Decreto-Lei n.º 20/2022, de 28 de janeiro, que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias);
- 2,5 M€ para reforço de instalação de DTC em Postos de Transformação, do Programa de Investimento Inovador (Ficha n.º 148 do Anexo C), para alargamento da cobertura de redes inteligentes;
- 7,0 M€ no subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios, do Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 25 do Anexo C), para recuperação de redes afetadas pelos incêndios de 2017;
- 5,0 M€ no Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, motivado pela inclusão de novos espaços agrícolas, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro;
- 7,1 M€ no Investimento Não Específico para um novo subprograma “Data Hub – Serviços a Ativos” (Ficha n.º 18 (INE)), relativo a atividades de levantamento e atualização de cadastro, evolução da arquitetura de sistemas críticos (Ficha n.º 10 (INE)) e ajuste na capacidade das equipas de produto;
- 12,4 M€ no Programa de Investimento Obrigatório, de forma a refletir atualizações nos modelos referentes a participações financeiras AT/MT, considerando o histórico mais recente e os pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores, e a dar resposta a modificações de rede motivadas por situações que podem pôr em causa as exigências regulamentares, identificadas no decurso das inspeções a linhas AT e MT.

Com vista a procurar compensar estes aumentos de investimento, a E-REDES propõe, em contrapartida, ajustes noutros projetos de investimento previstos para o mesmo período, nomeadamente:

- -2,2 M€ no Programa de Investimento Desenvolvimento de Rede, através da recalendarização dos projetos e da redução de verba disponível para novas necessidades, tendo em consideração que o período revisto nesta atualização é de apenas 3 anos (sendo garantido que se mantêm, no período coberto pelo PDIRD-E 2020, projetos destinados a cobrir previsões de falta de garantia de potência em regime normal);
- -4,0 M€ no Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica. Este ajuste no programa não tem impacto significativo no vetor Qualidade de Serviço, verificando-se uma ligeira variação da verba neste vetor no período 2023-2025, de 136 M€ para 133 M€ (-2%), o que permite manter a estratégia definida no PDIRD-E 2020, de manutenção da qualidade de serviço global com enfoque na redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço;
- -5,3 M€ no subprograma Integração Paisagística, no Programa de Investimento Promoção Ambiental (Ficha n.º 7 do Anexo C), através de uma calendarização mais ajustada às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos (sendo garantido, em todo o caso, a realização dos projetos propostos dentro do período coberto pelo PDIRD-E 2020);



- -1,8 M€ no Programa de Investimento Inovador para pequenos projetos AT/MT, não descritos individualmente, nos anos de 2023 e 2024, mais pressionados com a instalação acrescida de DTC;
- -5,3 M€ no subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 21 do Anexo C), devido à atualização dos resultados do Remaining Useful Life (RUL) e à substituição de transformadores que se prevê realizar no âmbito de outros investimentos;
- -2,3 M€ no subprograma Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 19 do Anexo C), mantendo-se no período 2023-2025 uma verba que permite resolver todas as situações de rede AT e disjuntores AT e MT identificadas no período do PDIRD-E 2020 Atualização (2023-2025);
- -1,7 M€ no subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias, no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos (Ficha n.º 22 do Anexo C), através do recurso a modelos de avaliação da condição de ativos que permitirão melhores previsões da probabilidade de falha no médio prazo;
- -4,0 M€ no Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, através da recalendarização de alguns projetos considerados menos prioritários.

As tabelas abaixo mostram as variações da proposta de atualização, face ao PDIRD-E 2020 aprovado para o período 2023-2025, respetivamente no investimento específico (discriminado entre iniciativa da empresa e obrigatório) e nos programas de investimento que compõem o investimento de iniciativa da empresa.

Quadro 3-5 – Investimento Obrigatório e Investimento por Iniciativa da Empresa, a custos primários

| Investimento por Natureza (milhões de euros) | PDIRD 2020 - Atualização 2022 | | | | | | Total aprov. PDIRD-E 2020 | Diferença |
|---|-------------------------------|-------|--------------|--------------|--------------|-----------|------------------------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2021-2025 | | |
| Investimento Obrigatório | 19,0 | 19,2 | 23,1 | 22,6 | 23,9 | 107,8 | 95,1 | 12,7 |
| AT | 5,2 | 4,6 | 4,8 | 4,6 | 4,8 | 24,1 | 23,1 | 1,0 |
| MT | 13,8 | 14,6 | 18,3 | 17,9 | 19,1 | 83,7 | 71,9 | 11,8 |
| Investimento Iniciativa da Empresa | 94,8 | 88,6 | 94,3 | 98,3 | 103,6 | 479,5 | 485,6 | -6,1 |
| AT | 34,4 | 12,5 | 10,8 | 11,0 | 12,6 | 81,2 | 81,6 | -0,4 |
| MT | 60,4 | 76,0 | 83,6 | 87,3 | 91,1 | 398,3 | 404,0 | -5,7 |
| Total Realização Inv. Específico | 113,8 | 107,7 | 117,4 | 120,8 | 127,5 | 587,4 | 580,7 | 6,7 |

Fonte: ERSE, E-Redes (Proposta de "PDIRD-E 2020").

Quadro 3-4 – Alterações aos montantes de investimento por programa de investimento, a custos primários

| Programas de Investimento (milhões de euros) | PDIRD 2020 - Atualização 2022 | | | | | | Total aprov. PDIRD-E 2020 | Diferença |
|--|-------------------------------|------|-------------|-------------|--------------|-----------|------------------------------|-----------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2021-2025 | | |
| Desenvolvimento de Rede | 7,1 | 10,1 | 9,6 | 16,1 | 19,5 | 62,4 | 69,1 | -6,7 |
| Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica | 11,2 | 10,8 | 8,8 | 8,8 | 10,8 | 50,4 | 57,0 | -6,6 |
| Automação e Telecomando da Rede MT | 3,6 | 4,5 | 4,5 | 5,0 | 5,0 | 22,6 | 24,0 | -1,4 |
| Promoção Ambiental | 1,9 | 3,6 | 3,4 | 7,4 | 7,4 | 23,8 | 29,4 | -5,6 |
| Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,2 | 2,2 | 2,5 | -0,3 |
| Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo | 4,5 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 20,5 | 22,0 | -1,5 |
| Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações | 4,8 | 5,7 | 6,7 | 6,7 | 7,8 | 31,7 | 29,1 | 2,6 |
| Redução de Perdas Técnicas AT/MT | 0,9 | 1,0 | 1,5 | 1,0 | 1,0 | 5,4 | 5,5 | -0,1 |
| Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT | 17,0 | 16,5 | 17,5 | 21,1 | 26,2 | 98,4 | 105,0 | -6,6 |
| Beneficiações Extraordinárias | 1,6 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 6,2 | 5,6 | 0,6 |
| Abertura e Restabelecimento da RSFGC | 12,1 | 9,0 | 12,0 | 10,0 | 10,0 | 53,1 | 46,0 | 7,1 |
| Ligações aos Operadores de Redes BT | 2,8 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 10,8 | 10,0 | 0,8 |
| Programa de Investimento Corrente Urgente | 19,4 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 49,4 | 37,6 | 11,9 |
| Investimento Inovador | 7,3 | 12,2 | 15,1 | 6,9 | 1,0 | 42,6 | 43,0 | -0,4 |
| TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa | 94,8 | 88,6 | 94,3 | 98,3 | 103,6 | 479,5 | 485,7 | -6,2 |

Fonte: ERSE, E-Redes (Proposta de "PDIRD-E 2020").

De acordo com o apresentado pela E-REDES, a evolução proposta para o investimento obrigatório reflete a revisão do modelo de estimativa que correlaciona o histórico recente de execução financeira com os



pedidos de viabilidade submetidos pelos consumidores e produtores e incorpora a resposta a modificações de rede decorrentes de exigências regulamentares.

Ainda de acordo com a E-REDES, a evolução prevista para o investimento não específico incorpora a implementação do *roadmap* tecnológico, de projetos relacionados com a aceleração digital e com a evolução da arquitetura de sistemas críticos, o ajuste na capacidade das equipas de produto e a renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

No documento de enquadramento da consulta, a ERSE refere que, apesar de o investimento proposto para o período 2023-2025 se manter inalterado face ao PDIRD-E 2020 aprovado, o acréscimo de ativo líquido remunerado decorrente da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 é 22,4 M€ superior ao acréscimo de ativo líquido remunerado que se obteria com o PDIRD-E 2020 aprovado. De acordo com a ERSE, esta variação do acréscimo de ativo líquido remunerado resulta do facto de se verificar um decréscimo de quase 30% no montante de participações financeiras face ao plano original, para o mesmo período.

Adicionalmente, a ERSE considera que, em 2021, o montante de investimento realizado a mais do que o valor aprovado no PDIRD-E 2020 (7,8 M€) foi contrabalançado por um crescimento de cerca de 50% nas participações financeiras, o que terá contribuído para um ativo líquido remunerado 4,4 M€ inferior ao previsto.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que a proposta de atualização do PDIRD-E 2020 contribui para um acréscimo de ativo líquido remunerado superior, cerca de 18 M€, ao acréscimo que se obteria com o PDIRD-E 2020 aprovado, para todo o período 2021-2025, questionando que, no que diz respeito aos montantes totais de investimento e de participações financeiras inscritos na proposta de PDIRD-E 2020, o ORD AT/MT deveria rever o triénio 2023-2025, de forma a garantir a neutralidade da atual proposta em termos de ativo líquido remunerado.

O CT dá nota de que, com a metodologia TOTEX, os proveitos permitidos da atividade de distribuição AT e MT para o atual período regulatório têm por base um pressuposto de evolução de ativo líquido remunerado até 2025 que foi fixado em 2021 e que, salvo revisão extraordinária (prevista no Regulamento Tarifário), não sofrerá alterações, independentemente da evolução real do ativo líquido remunerado ao longo do período regulatório. Daqui decorre que, até 2025, os proveitos permitidos do ORD AT/MT não estão sujeitos a variações na evolução do ativo líquido remunerado face ao previsto em 2021.

Tendo em conta que os proveitos permitidos até 2025 estão imunes às variações de ativo líquido remunerado face ao previsto no PDIRD-E 2020, o CT não considera a necessidade de ajustamento do valor previsto de investimento próprio do ORD AT/MT, em função das mais recentes previsões de participações financeiras, sendo que, na realidade, estas poderão não seguir a evolução prevista (como sucedeu em 2021). Ainda assim, o CT recomenda que a ERSE acompanhe a tendência de evolução das participações financeiras, avaliando em cada momento a adequação das regras de participações em vigor.

Adicionalmente, e uma vez que o início da remuneração de um ativo ocorre no ano em que o mesmo entra em exploração, o CT denota que a análise de impacto sobre o ativo líquido remunerado descrita pela ERSE parece induzir que o investimento realizado num determinado ano se converte diretamente em ativo entrado em exploração quando, como atrás se refere, um ativo pode entrar em exploração em ano posterior ao da realização do respetivo investimento. Esta abordagem é particularmente evidenciada na análise realizada à evolução de ativo líquido remunerado ao ano de 2021, em que a ERSE tem em conta o investimento realizado e as participações financeiras, mas não o ativo efetivamente entrado em exploração.

De facto, o CT entende que a análise de impacto da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 sobre a evolução de ativo líquido remunerado, face ao PDIRD-E 2020 aprovado, deve ter em conta o valor absoluto de ativo líquido remunerado efetivamente verificado no final de 2021 (tendo em conta o ativo entrado em



exploração nesse ano). A ERSE não indica que este pode ser diferente do valor considerado para fixação das tarifas na preparação do atual período regulatório (quando o ano de 2021 ainda não estava fechado).

C. Transição energética e o papel da RND

De acordo com a ERSE, é fundamental a aceleração do papel do operador da rede na facilitação da participação dos consumidores no mercado e na utilização dos recursos de flexibilidade a favor da eficiência do sistema, nomeadamente na prestação de dados de consumo e de produção aos utilizadores das redes e aos prestadores de serviços de agregação e no desenvolvimento de mecanismos de contratação de recursos de flexibilidade (por ex. a contratação em mercado de flexibilidade de recursos distribuídos, como o armazenamento e a resposta da procura e da produção de eletricidade).

Como referido pela ERSE, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, concretizou o calendário de implantação das redes inteligentes de distribuição de eletricidade em baixa tensão até final de 2024 e veio estabelecer o desenvolvimento de ferramentas de gestão mais flexível da rede e o princípio da consideração dos recursos de flexibilidade no âmbito do planeamento da rede, em contraponto com os investimentos tradicionais, introduzindo a necessidade de aprovação de novos investimentos de reforço das redes de distribuição depender de uma análise comparativa de custo-benefício face a outras alternativas, designadamente baseadas em flexibilidade, de acordo com regras a definir pela ERSE mediante proposta do operador da RND.

Face à questão levantada pela ERSE no documento de enquadramento da consulta, sobre o tipo de recursos de flexibilidade que devem ser prioritários para o desenvolvimento de projetos-piloto e de ferramentas de facilitação de mercado pelo ORD, o CT entende que a resposta deve depender da realização prévia de casos de estudo com necessidades concretas e representativas da rede de distribuição, que permitam inclusivamente caracterizar em que medida o mérito técnico e económico de cada solução de flexibilidade depende do âmbito de aplicação na rede. No entender do CT, este tipo de análises deverá nortear o exercício de regulamentação da flexibilidade, sendo expectável que a próxima revisão do PDIRD, para o período 2026-2030, já contemple estes mecanismos.

Ainda assim, o CT entende que tal análise deve considerar, nomeadamente, a viabilidade de soluções baseadas na modulação de consumo em grandes clientes, por contratação de longo prazo, e na mobilização da flexibilidade que venha a existir no âmbito do carregamento de veículos elétricos.

A ERSE questiona ainda qual o horizonte temporal mais adequado para assegurar o interesse na prestação de serviços de flexibilidade à rede, nomeadamente quanto à antecedência da contratação e à duração da prestação do serviço.

No entender do CT, estas questões deverão ser abordadas na análise acima referida (para acompanhamento da proposta que, à luz do Decreto-Lei n.º 15/2022, o ORD AT/MT deverá submeter à ERSE para definição das regras de incorporação da avaliação de flexibilidade no planeamento de rede), que deverá incluir um benchmarking das práticas estabelecidas noutros países Europeus.

O CT considera que o horizonte temporal para prestação deste tipo de serviços terá que ser definido tendo por base a forma como a flexibilidade será incorporada no processo de planeamento, desenvolvimento e operação da rede de distribuição, sendo importante incorporar o conhecimento que possa resultar de eventuais projetos-piloto e de benchmarking com países em que o modelo está mais desenvolvido. Em todo o caso, deve ser considerado um horizonte suficientemente longo para que o ORD AT/MT possa contar com a disponibilidade dos serviços de flexibilidade durante o período de diferimento dos investimentos que estes substituem (ordem de grandeza da duração do PDIRD).



III RECOMENDAÇÕES FINAIS

1. Na atual situação de aumento significativo e generalizado dos preços, afetando todas as cadeias de fornecimento e de prestação de serviços e, conseqüentemente, os custos de investimento, o CT admite que os investimentos apresentados possam sofrer variações nominais não previstas, reconhecendo, igualmente, a dificuldade de estimação dos seus impactos no horizonte do PDIRD- E (2023-25). Por outro lado, a metodologia atual de aplicação de *revenue-cap* aos custos totais (TOTEX) implica que os proveitos do ORD AT/MT estão fixados, a priori, para todo o período regulatório, não tendo em conta o atual contexto de elevada pressão inflacionista. Havendo sinais de alguma persistência, fica do lado do ORD a gestão do risco associada a eventuais desvios de investimento. Neste contexto, O CT recomenda à ERSE e ao ORD a monitorização conjunta e regular dos custos de investimento, tendo em vista a procura de soluções que permitam não por em causa a realização dos investimentos necessários, em particular os relativos à segurança de abastecimento e à digitalização do sistema elétrico nacional.
2. Regista-se que, de acordo com a apresentação efetuada pelo ORD AT/MT, apenas cerca de 5% do investimento proposto depende diretamente do consumo. Ainda assim, o CT recomenda à ERSE um acompanhamento próximo da situação para que, perante eventuais sinais de recessão próxima futura, possa ser efetuada uma revisão da evolução da procura de energia elétrica, tendo em conta: a) a atualização dos cenários macroeconómicos com as projeções mais recentes, afetando o nível de atividade económica; b) eventuais recomendações políticas com potencial impacto na evolução do consumo em cada estado-membro (por exemplo, redução de consumo de eletricidade ou substituição de consumo de gás natural por consumo de eletricidade).
3. O CT regista positivamente a preocupação do regulador sobre impactos tarifários dos PDIRD-E “(...) quando a transição entre períodos de regulação ocorre durante a vigência de um PDIRD-E, deve ser estimado o impacto dos investimentos propostos na definição da base de custos para o novo período de regulação, que determinará, por sua vez, o nível de proveitos permitidos nesse período”. Nesta data (2022), estima a ERSE que os investimentos propostos na atualização do PDIRD-E 2020 não tenham impacto tarifário até 2025 no contexto de uma remuneração via TOTEX. Em 2024 será elaborado um novo PDIRD-E (2026-2030) cujo início coincidirá com o novo período regulatório, sendo necessário (re)avaliar o efeito na nova base de custos dos investimentos. O CT considera que os planos de investimentos deveriam ser compatibilizados com os ciclos regulatórios, nomeadamente em termos de horizonte temporal, já que a estabilidade previsional é um valor a preservar, tanto possível, para o saudável desenvolvimento do setor.
4. Por fim, o CT recomenda que se aprofunde o diálogo entre a ERSE e o ORD AT/MT na articulação com os planos de investimento em redes BT, dadas as profundas alterações que se perspetivam para este nível de tensão no quadro da transição energética, como é a intensificação da produção descentralizada e do autoconsumo como exemplo mais notório. A este propósito, é oportuno mencionar que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro explicita, pela primeira vez, a obrigação da apresentação pelos operadores de planos de investimento e desenvolvimento ao nível das respetivas concessões BT, o que reforça a preocupação do CT.

IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste Parecer deverão ser consideradas e incorporadas no Parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 27 de setembro de 2022.





Período regulatório

2018-2021

(Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio)



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|--|--|
| <i>António Cavalheiro</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Carlos Silva</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Carolina Gouveia</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Célia Marques Carlos Chagas</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Francisco Lopes</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade |
| <i>Jaime Braga</i> | Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do artigo 46º dos Estatutos da ERSE* |
| <i>Joana Simões Sandra Pinto</i> | Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente |
| <i>Joaquim Teixeira</i> | Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Mário Reis Jorge Reis</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Luís Vasconcelos</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Manuela Moniz</i> | <i>Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia (Presidente)</i> |
| <i>Patrícia Carolino</i> | Representante da Direcção-Geral do Consumidor |



| | |
|---|---|
| <i>Pedro Furtado</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |
| <i>Rafaela Matos</i> | Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE |
| <i>Ricardo Emílio Ricardo Pacheco Jorge Lúcio</i> | Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre |
| <i>Ricardo Nunes</i> | Representante dos pequenos comercializadores da energia |
| <i>Rui Vieira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Luís Pisco Joana Zino Vinay Pranjivan Inês Ramos</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |

*Até 14.10.2019



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹⁰²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No período de elaboração deste parecer, o CT procedeu à audição, no dia 10 de março de 2021, dos responsáveis da MOBI.E, Dr. Luís Barroso e Eng.º Alexandre Videira, nos termos do n.º 5 do Artigo 5.º, do Regimento Interno do Conselho Tarifário em vigor.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à “Proposta de Tarifas e Proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021”, cabendo ao CT emitir parecer até 17 de março de 2021.

Assim, a Secção do Setor do Elétrico emite o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelos Decretos-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto e n.º 90/2014, de 11 de junho, veio regular a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, proceder ao estabelecimento de uma rede de mobilidade elétrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos elétricos.

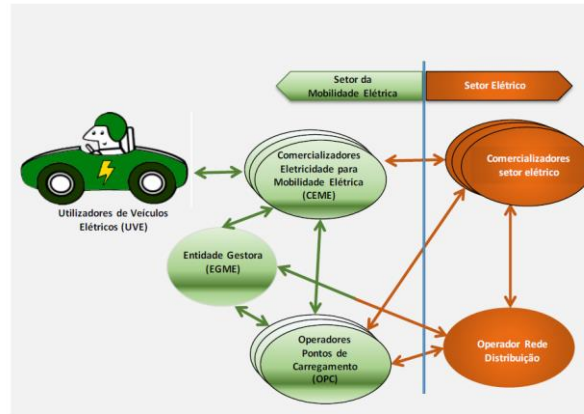
Este diploma estabeleceu, nos artigos 5.º n.º 7 e 43.º, que a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica está sujeita a regulação, competência atribuída à ERSE.

O regime jurídico da mobilidade elétrica em vigor estabelece um conjunto de relações contratuais entre as várias entidades envolvidas, nomeadamente:

- Os utilizadores de veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de operadores de ponto de carregamento (OPC),
- A Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos,
- A EGME e os operadores de redes de distribuição de eletricidade (ORD) trocam informação para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico (CSE), conforme ilustrado pela figura seguinte:

¹⁰² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Figura 2-1 – Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica



FONTE: ERSE “Proposta de Tarifas e Proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021” – pág. 8

A competência regulatória da ERSE concretizou-se na aprovação do primeiro Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), Regulamento n.º 879/2015, de 22 de dezembro, entretanto revogado pelo Regulamento n.º [854/2019](#), de 4 de novembro, este alterado pelo Regulamento n.º [103/2021](#), de 1 de fevereiro.

A atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME) sujeita a regulação pela ERSE abrange o conjunto de obrigações previstas no RME relativas ao acesso, gestão e monitorização da rede da mobilidade elétrica, nomeadamente em termos dos fluxos energéticos, de informação e financeiros, necessários ao seu funcionamento.

O artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação em vigor, estabelece que a atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica é exercida por entidade a indicar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

De acordo com o estipulado no artigo 10.º do RME, a EGME é a entidade responsável pela atividade de GOME, cabendo-lhe desenvolver e disponibilizar sistemas de informação e de comunicação, bem como os serviços necessários à concretização das obrigações e direitos dos utilizadores de veículo elétrico (UVE), detentores de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), operadores de ponto(s) de carregamento (OPC) e detentores de ponto de carregamento de acesso privativo (DPC).

Assim, sem prejuízo de outras atividades, a EGME deve garantir:

- c) A imputação individualizada da energia de cada carregamento ao CEME aplicável, e ao CSE respetivo, se for o caso;
- d) Que, em cada carregamento realizado, o aprovisionamento de energia pelo CEME está assegurado de forma inequívoca;
- e) Que os sistemas desenvolvidos permitam a integração com os sistemas dos OPC e CEME;
- f) A publicitação e disponibilização a todo o tempo, a todos os interessados, da informação relativa aos serviços prestados pela EGME incluídos na atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, incluindo as condições do contrato de adesão, as condições de alteração do contrato de adesão, tarifas e preços, prazos de vigência e demais condições necessárias à prestação dos serviços;
- g) A divulgação dos OPC existentes e respetivos postos de carregamento e suas características, bem como dos CEME com ofertas comerciais;
- h) A separação contabilística e financeira das atividades desenvolvidas pela EGME que não se integrem na esfera da atividade sujeita a regulação económica pela ERSE;



- i) Para efeitos do direito de acesso aos dados de consumo dos pontos de carregamento integrados na rede da mobilidade elétrica, por entidades terceiras, a EGME deve disponibilizar informação de forma compreensível e gratuita, através das suas páginas na internet, bem como um documento normalizado com as condições necessárias e suficientes para o consentimento de acesso aos dados pessoais.

Por Despacho nº 6826/2015, de 18 de junho, do Secretário de Estado da Energia, a MOBI.E, S.A., sociedade constituída em 2011, cuja atividade operacional se iniciou em 2015, foi nomeada como EGME, numa primeira fase até 2018 tendo, desde então, o seu mandato sido renovado anualmente.

A atividade da MOBI.E, enquanto EGME, assenta num conjunto de objetivos estratégicos, constantes do seu PAO para o triénio 2021-2023, dos quais importa destacar:

- A necessidade de garantir a existência de uma rede de mobilidade elétrica em Portugal em pleno funcionamento, assegurando a integração de todos os pontos de carregamentos existentes,
- Fomentar a concorrência e a livre escolha de comercializador pelos utilizadores de veículos elétricos,
- Monitorizar o funcionamento da rede de mobilidade elétrica, disponibilizando informação aos interessados, garantindo a sua integração nas várias redes e iniciativas internacionais,
- Assegurar a interoperacionalidade do sistema nacional e o acesso dos utilizadores nacionais às diversas redes internacionais.

O RME estabelece, no artigo 39.º, as seguintes tarifas aplicáveis à mobilidade elétrica, aprovadas pela ERSE:

- a) Tarifa da EGME aplicável aos CEME;
- b) Tarifa da EGME aplicável aos OPC;
- c) Tarifa da EGME aplicável aos DPC;
- d) Tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica;
- e) Tarifa de energia e comercialização aplicável à mobilidade elétrica na RAA;
- f) Tarifa de energia e comercialização aplicável à mobilidade elétrica na RAM.

II - ESPECIALIDADE

A. Enquadramento da atividade de GOME

No que respeita à atividade de GOME, importa contextualizar que a rede de mobilidade elétrica em Portugal foi inicialmente implementada em regime de projeto-piloto e sem custos para os utilizadores, justificando-se esta isenção pela necessidade de promover e desenvolver esta forma de mobilidade mais sustentável.

Foi apenas no final de 2018 que se iniciou uma fase de comercialização para os carregamentos rápidos, que em julho de 2020, passou a abranger também os carregamentos normais, terminando, assim, o período transitório da rede de mobilidade elétrica.

B. Período de regulação e de fixação de tarifas

O artigo 34.º do RME estabelece que a duração do período de regulação para a mobilidade elétrica é preferencialmente coincidente com o período regulatório do setor elétrico.

É importante destacar que no contexto da crise pandémica, a ERSE prolongou o período de regulação do setor elétrico (2018-2020), por mais um ano, até 2021. Assim, o primeiro ano de definição de proveitos permitidos para a atividade regulada da EGME, enquadra-se no prolongamento do período regulatório do setor elétrico.



Por outro lado, salienta-se que o processo de fixação de tarifas da EGME deve por norma ocorrer anualmente, para o período entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de cada ano. No entanto, em 2021, as tarifas da EGME irão vigorar no período compreendido entre 1 de maio e 31 de dezembro. Neste sentido, a ERSE refere que a informação necessária para o cálculo dos proveitos e das tarifas para 2021, foi rececionada tardiamente, o que impossibilitou a fixação em tempo útil das tarifas para que pudessem vigorar a partir de 1 de janeiro.

O RME explicita o processo de determinação dos proveitos da atividade regulada da EGME, definindo a estrutura e a metodologia de cálculo das tarifas reguladas aplicáveis à mobilidade elétrica.

Igualmente o RME determina, nos artigos 80.º *Informação para definição de tarifas reguladas* e 81.º *Desagregação da informação contabilística da atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica*, o tipo de informação e prazos de envio à ERSE.

Neste particular, tratando-se de uma Empresa Pública do Setor Empresarial do Estado (SEE), a MOBI.E tem de elaborar os planos de atividades e orçamentos para 2021-2023, de acordo com as instruções constantes do Despacho nº 395/2020 – SET, que no seu ponto 5 explicita, como data limite para entrega dos instrumentos previsionais de gestão (IPG), o dia 21 de setembro.

O CT destaca a dificuldade subjacente ao tipo de informação e calendários a que está sujeita a EGME, relevando que na documentação da proposta em análise, a ERSE faz somente referência ao seu quadro regulamentar, com a indicação da cronologia do envio da documentação, conforme anexo I, afirmando a existência de incumprimentos e inconsistências por parte de uma empresa regulada, facto que o CT regista com apreensão.

C. Plano de atividades e orçamento (PAO) da MOBI.E

No documento que suporta a “Proposta de tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021”, a ERSE salienta a recente atualização do PAO da EGME para o período 2021-2023. Esta atualização, que altera significativamente o âmbito de atividade da empresa, obrigou a uma reavaliação dos pressupostos de alocação de custos à atividade regulada, no sentido de não comprometer a sustentabilidade da atividade a curto prazo.

O CT regista esta informação da ERSE e manifesta a sua preocupação quanto à afirmação da EGME, na qual esta última refere que, como forma também de assegurar a competitividade do mercado da mobilidade, poderá ser necessário recorrer a mecanismos alternativos de subsidiação da tarifa da EGME, não sendo o valor integral desta última suficiente para suportar os custos associados à estrutura de funcionamento da rede.

O CT compreende a importância de manter a competitividade do mercado da mobilidade elétrica, por ser fator fundamental para a estratégia nacional para o clima, salientando que é igualmente importante analisar a rede de mobilidade elétrica e todos os recursos necessários ao nível estrutural e de eficiência da Empresa, mas entende que não deve ser o SEN a contribuir para esse objetivo.

D. Caracterização da procura de mobilidade elétrica

A procura de energia elétrica para abastecimento de veículos elétricos depende de diversos fatores amplamente descritos pela ERSE na sua proposta, nomeadamente comportamentais, condicionados por vários tipos de situações de efeitos muitas vezes de sentidos não concordantes:

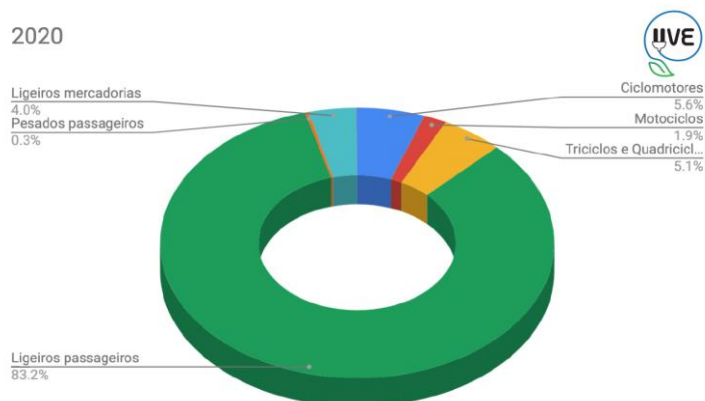
- A aquisição de veículos elétricos, sendo incentivada por subsídios, pode ser afetada pela evolução destes,



- A atual conjuntura criada pela pandemia de COVID-19 é um fator relevante para a previsão da procura de mobilidade elétrica, dado o nível de incerteza envolvido (teletrabalho, passes sociais a baixo custo, utilização de veículos pessoais).

A ERSE afirma que se observa um crescimento da procura por este tipo de mobilidade, movido, em parte, pelos objetivos de descarbonização do setor energético, vertido nas estratégias de desenvolvimento de negócio das empresas do setor automóvel, afirmação a carecer de confirmação, dado basear-se em índices baixos de procura.

Se tivermos ainda em consideração a evolução de compra de veículos elétricos em 2020, verificamos que são maioritariamente veículos de passageiros (83.2%):



Fonte: Associação de utilizadores de veículos elétricos

Sendo 2021 o primeiro ano de repercussão da tarifa EGME nos utilizadores de veículos elétricos desconhece-se a resposta dos mesmos ao nível da procura como consequência dessa tarifa.

Deste modo, embora as previsões de procura constantes da proposta da ERSE procurem refletir os efeitos, que admite conjunturais, da crise pandémica, é previsível que o setor da mobilidade elétrica continue a ser afetado por fatores extraordinários de incerteza, com duração indefinida.

Não obstante os considerandos acima, a ERSE definiu para tarifas da mobilidade elétrica os valores que apresenta na sua proposta, os quais o CT aceita no contexto da atual situação.

E. Parâmetros e proveitos permitidos

1. Enquadramento geral

O modelo de regulação económica adotado em Portugal para o setor elétrico e do gás natural assenta, genericamente, na definição dos rendimentos, ou proveitos, permitidos às atividades reguladas em condições de gestão e custos eficientes.

Para o efeito, a ERSE deve:

- Aprovar regras, metodologias e preços das tarifas das atividades nos setores que regula (setor elétrico, setor do gás natural e mobilidade elétrica).
- Promover a eficiência e racionalidade das atividades reguladas, de forma objetiva, transparente, não discriminatória e concorrencial.



- Procurar garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas e atividades reguladas e a proteção dos consumidores.
- Procurar garantir que os custos das atividades são imputados aos utilizadores de forma eficiente e dando os sinais considerados adequados ou necessários.

As metodologias de regulação tarifária disponíveis podem ser agrupadas em duas grandes opções:

a) Regulação focada nos custos, por taxa de remuneração (*rate of return*), da qual deriva a regulação por custos aceites (*cost plus*);

A regulação por custos aceites consiste numa apreciação mais detalhada dos custos das empresas reguladas, sendo que os proveitos permitidos recuperam os custos aceites da empresa, assim como os custos do investimento remunerados a uma taxa definida pelo regulador.

A regulação por custos aceites diminui o risco regulatório, apoiando estratégias expansivas em termos de investimento, mas, de um modo geral, dissocia o desempenho das empresas da sua rentabilidade.

b) Regulação dita por “incentivos” (*incentive-based regulation*), como são os exemplos das metodologias do tipo *price-cap*, *revenue-cap*.

A regulação por incentivos, tal como o *price cap* ou o *revenue cap*, é aplicada num primeiro momento com a definição do nível de proveitos permitidos ligada ao nível de custos da atividade regulada, seguida da aplicação de parâmetros de eficiência, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade ao diminuírem os seus custos e, numa segunda fase, proporcionar benefícios aos consumidores através de i) um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos e/ou ii) mecanismos de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores do tipo *Sliding Scale*.

Atualmente, na maioria das atividades reguladas do setor elétrico e do gás natural, a ERSE aplica metodologias de definição dos proveitos baseadas em incentivos do tipo *price-cap* e *revenue-cap*, em especial na componente associada ao OPEX, fruto da experiência acumulada e do elevado nível de conhecimento entretanto consolidado ao longo de mais de duas décadas do exercício de regulação e fixação de tarifas e proveitos.

2. Escolha do modelo regulatório para a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME)

Prévia à determinação dos parâmetros e fixação de preços, a ERSE apresenta o seu racional para a escolha do modelo regulatório para a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), relativamente ao qual o CT destaca os seguintes elementos de enquadramento:

- a) O modelo regulatório a adotar para a atividade de GOME deve atender ao determinado na legislação em vigor, em particular o artigo 24.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que determina que a atribuição da remuneração à atividade regulada da EGME deverá garantir o equilíbrio económico e financeiro dessa atividade, em condições de gestão eficiente, calculado para um horizonte temporal não inferior a 15 anos, de acordo com um modelo de retorno sobre a base de ativos relevantes e de adequação da remuneração aos custos, nos termos do RME aprovado pela ERSE;
- b) O RME, designadamente no seu artigo 38.º, define as metodologias regulatórias aplicadas ao cálculo dos proveitos permitidos da EGME e identifica os parâmetros e as fórmulas relevantes para esse cálculo.
- c) Na definição do modelo regulatório foram consideradas as particularidades da atividade de GOME:
 - i. Ainda se encontra numa fase embrionária e num contexto particularmente difícil para esta atividade, decorrente da pandemia COVID 19, com impactes incertos quer macroeconómicos, quer ao nível da evolução do número de carregamentos na rede MOBI.E.



- ii. Inexistência de informação financeira histórica sobre esta atividade, que permita aferir o nível de custos da EGME e sucessivas atualizações que alteraram significativamente o âmbito de atividade da empresa, obrigando a uma reavaliação dos pressupostos de alocação de custos à atividade regulada.
- iii. A atividade terá que tomar em consideração outras soluções de carregamento disponíveis, nomeadamente o carregamento residencial, bem como prováveis modelos de negócio futuros que venham a desenvolver-se para os utilizadores, o que se afasta do exercício regulatório que assenta, de um modo geral, em atividades reguladas desenvolvidas num quadro de monopólio natural.
- iv. Estar assente numa organização do setor, específica da realidade nacional, que inviabiliza a realização de exercícios de *benchmarking* ou de comparação direta com entidades homólogas noutros países.

Neste contexto, o regulador estabeleceu a adoção de um modelo de regulação baseado em custos aceites. A ERSE acrescenta que irá considerar “(...) *os custos que se considerem necessários para a realização da atividade de forma eficiente. Os custos economicamente justificáveis previstos para a atividade regulada em cada ano são recuperados pelas tarifas desse ano, sendo definitivamente aceites e integrados nas tarifas ao fim de dois anos, no cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, tendo por base valores reais e auditados*”

O CT não se opõe à proposta da ERSE de aplicar a regulação por custos aceites, solução prudente e efetivamente mais simples de aplicar, no quadro descrito. A alternativa de recorrer à aplicação de metodologias derivadas de uma regulação por incentivos não se afigura adequada e oportuna para este primeiro exercício.

3. Período de regulação

Com base no disposto no n.º 5 do artigo 34.º do RME, a ERSE opta por definir este primeiro período regulatório por apenas um ano, 2021, a título excecional. Esta decisão possibilita um desejável alinhamento com o início de um novo período regulatório para todo o setor elétrico, a partir de 2022, assim como permite uma adequação à evolução da atividade com a experiência entretanto recolhida.

O CT concorda com a opção da ERSE.

4. Parâmetros regulatórios da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica

Como já referido, o tipo de regulação proposto pela ERSE centra-se na avaliação dos custos. A metodologia de regulação escolhida implica definir os seguintes parâmetros:

- a) O custo de capital, isto é, a taxa de remuneração aplicada aos ativos afetos à atividade.
- b) O número de anos de diferimento intertemporal dos proveitos permitidos.
- c) O indutor de custo definido para a atividade de GOME, no qual se baseia o cálculo do diferimento intertemporal de proveitos permitidos.

a) Custo de capital

Deve ser considerada na definição do custo de capital a natureza empresarial da EGME, entidade detida pela Direção Geral de Tesouro e Finanças (DGTf), sendo o valor das variáveis que integram a metodologia de cálculo atualizado, de modo a refletir as condições de mercado em cada momento.

A ERSE estabelece que a taxa de remuneração aplicada ao valor médio dos ativos líquidos da EGME, para 2021, é de 1,82%, uma vez que considera que o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do Estado Português. Esta remuneração consiste na soma da taxa de juro sem risco (0,12%) com o prémio de risco de país (1,70%). A taxa de remuneração definida pela ERSE é aplicada ao valor da base de ativos fixos



não financeiros, adicionado do valor das amortizações do exercício, após a dedução de participações, subsídios e proveitos que não resultam da aplicação da tarifa regulada.

Neste momento de transição, o CT considera aceitável a abordagem da ERSE para o cálculo do custo de capital da atividade de GOME.

b) Diferimento de proveitos

Para acomodar a incerteza associada ao caráter embrionário e inovador da atividade de GOME, o RME contempla a possibilidade de diferir a recuperação dos proveitos, de modo a não onerar em demasia os atuais utilizadores desta rede.

O artigo 38.º do RME prevê a aplicação de uma taxa média de financiamento à recuperação dos montantes diferidos. Tendo em conta que a EGME é uma entidade que, pela sua natureza, não tem endividamento e que se encontra na esfera do Estado Português, e considerando que nas atuais condições de mercado este se financia a taxas de médio prazo próximas de zero, ou mesmo negativas, para o ano de tarifas 2021 a ERSE propõe atribuir a esta taxa o valor de 0%.

Neste momento de transição, o CT considera adequada a opção da ERSE.

Na definição do prazo do diferimento dos proveitos de 2021, proposto ocorrer em 3 anos, a ERSE considerou o *trade off* entre o risco de adiar a recuperação dos proveitos, que poderia resultar na não recuperação dos mesmos, e o reconhecimento da totalidade dos proveitos permitidos no primeiro ano, que poderia onerar o custo de cada carregamento, levando à perda de competitividade.

O CT não pode deixar de realçar que, mesmo considerando o diferimento de uma parte dos proveitos permitidos da atividade da EGME de 2021, o impacto dos proveitos desta atividade no preço final pago pelos utilizadores de veículos elétricos, por carregamento, é significativo. Com efeito, a ERSE refere que as tarifas da EGME representarão 8% do preço total de um carregamento de consumo médio, de 12,5 kWh, cenário mais representativo.

c) Indutor de custos

O indutor de custos não é utilizado na fixação dos proveitos permitidos do ano, tal como acontece na regulação dos setores de eletricidade e do gás.

Para definir a parcela de proveitos a diferir na atividade de GOME da mobilidade elétrica, a ERSE baseia-se na relação entre os proveitos permitidos no ano e o valor previsto para o indutor de custo definido para a atividade de gestão de operações de mobilidade elétrica, sendo necessário definir este indutor no início de cada período regulatório.

O CT considera coerente que o indutor a considerar seja a variável de faturação das tarifas EGME aplicáveis aos CEME e aos OPC.

5. Base de custos aceite

De acordo com o referido pela ERSE no documento da proposta, a EGME apresentou à ERSE, em junho, o seu PAO, em que a generalidade da atividade da empresa assentava na atividade de GOME. No entanto, na atualização do PAO, enviada em outubro, a empresa comunicou o alargamento do seu âmbito de atuação.

O CT admite que a alteração significativa do âmbito de atuação da empresa tenha dificultado a análise das componentes de custos estritamente associadas à atividade regulada, obrigando a uma reavaliação dos pressupostos de alocação de custos.

O CT reforça a importância de um controlo rigoroso desta alocação, de forma a garantir uma estimativa adequada dos custos associados à atividade regulada.



6. Proveitos permitidos da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME)

Para definir os proveitos permitidos para 2021 da atividade regulada da MOBI.E, a ERSE começou por determinar todos os custos com caráter fixo, que se estima venham a ser incorridos pela EGME, uma vez que se consideram necessários para garantir a existência da atividade regulada de acordo com o estipulado legal e regulamentarmente:

- custos com os subcontratos de operação da plataforma de gestão de fluxos e comunicação na rede MOBI.E,
- gastos com pessoal anterior à expansão da atividade, designadamente os verificados antes da passagem dos carregamentos na rede de mobilidade elétrica, para a fase comercial. Neste particular, utilizou-se o valor de gastos com pessoal referente ao ano de 2019, constante das contas reguladas reais,
- rendas anteriores à expansão da atividade, que não contemplam a mudança para novas instalações,
- CAPEX, que considera a remuneração da totalidade do ativo líquido médio regulado da EGME em 2021 (designadamente equipamento administrativo e software).

Numa segunda fase, a ERSE considerou que os restantes custos operacionais variavam com o nível de atividade, ou seja, com o número de carregamentos. Assim, com base nos restantes custos operacionais previstos pela EGME para a atividade regulada em 2021, calculou o valor unitário desses custos (0,23 euros por carregamento).

Utilizando este custo variável unitário, a ERSE calculou o montante de custos variáveis aceites, considerando os carregamentos previstos pelo regulador.

Deste modo, a ERSE determinou os custos totais considerados para a atividade de GOME em 2021, que resultam da soma dos custos fixos estimados com os custos variáveis determinados em função do nível de atividade previsto para 2021.

Quadro 4-5 – Custos totais da atividade de GOME considerados pela ERSE para 2021

| Custos considerados atividade regulada (€) | 2021 |
|--|-----------|
| Custos Fixos | 1 007 716 |
| Custos Variáveis ERSE | 336 008 |
| Custos considerados totais | 1 343 724 |

Fonte: Proposta de Tarifas e Proveitos para 2021

A totalidade dos proveitos permitidos previstos para 2021 soma, portanto, o valor de aproximadamente de 1,3 milhões de euros. A ERSE propõe aplicar tarifas a partir de 1 de maio de 2021 e apresenta uma regra de proporcionalidade aos proveitos permitidos a considerar para o cálculo das tarifas da EGME, correspondendo a 8 meses do ano, no valor de cerca de 896 mil euros.

Quadro 4-7 – Proveitos permitidos da atividade de GOME para 2021

| Fonte | Proveitos Permitidos Totais - ano 2021 (€) | 8/12 dos Proveitos Permitidos (€) |
|-------|--|-----------------------------------|
| ERSE | 1 343 724 | 895 816 |



Da aplicação desta metodologia, resultou que, em média, o nível de custos totais aceites pela ERSE para 2021 é equivalente a uma chave de imputação de custos à atividade regulada de 69% dos custos operacionais da EGME, inferior à reportada pela empresa de 80%.

O CT releva a dificuldade do exercício de alocação de custos entre atividades reguladas e não reguladas, bem como a hipótese de repartição mensal dos proveitos, aspetos essenciais para o presente exercício de determinação dos proveitos permitidos.

Ainda assim, o CT recomenda um diálogo em maior proximidade com a EGME, entidade sujeita a escrutínio e tutela governamental, por forma a apurar, com acuidade e transparência, a chave de imputação mais adequada que pode não passar, necessariamente, pela linearidade e proporcionalidade que foram aplicadas na determinação dos proveitos permitidos em 2021.

7. Proveitos a recuperar em 2021 e período de recuperação por aplicação da tarifa

Para o cálculo dos proveitos a recuperar efetivamente em 2021, a ERSE baseou-se nas estimativas de proveitos e número de carregamentos da EGME, tendo obtido um valor do proveito unitário estimado a recuperar pelas tarifas da EGME em 2021 de 0,33 euros por carregamento.

Posteriormente, a ERSE aplicou esse proveito unitário ao número de carregamentos por si previsto para 2021, obtendo o montante de proveitos a recuperar de 355 milhares de euros, nos 8 meses de aplicação de tarifa. Assim, o montante diferido, a ser recuperado nas tarifas subsequentes, será de 541 milhares de euros.

Quadro 4-8 – Proveitos a recuperar através das tarifas da EGME em 2021

| Proveitos Permitidos T2021 (maio a dezembro, €) | Proveito Unitário a recuperar em 2021 EGME (€/carregamento) | N.º carregamentos ERSE | Proveito a Recuperar T2021 (maio a dezembro, €) | Proveitos a diferir (€) |
|---|---|------------------------|---|-------------------------|
| 895 816 | 0,33 | 1 075 101 | 354 783 | 541 033 |

A respeito desta proposta de fixação dos proveitos a recuperar em 2021, na proporção de 8/12 do total anual, decorrente da impossibilidade formal e regulamentar de aplicar a tarifa antes de maio, o CT manifesta apreensão e surpresa pela não consideração dos custos estimados incorrer pela EGME nos primeiros 4 meses do ano.

Efetivamente, apesar das razões apresentadas pela ERSE que impediram a aplicação da tarifa logo no início do ano, a verdade é que a entidade gestora desempenhou as suas funções, não se vislumbrando a forma como a ERSE propõe a cobertura dos respetivos encargos.

Considera o CT que deve ser encontrada uma melhor solução, mais equilibrada e alternativa à mera não consideração dos proveitos do primeiro quadrimestre, sob pena de pôr em causa o equilíbrio económico-financeiro da empresa regulada.

Nesse sentido, sugere o CT, alicerçado na evidente dificuldade deste primeiro exercício de fixação da tarifa da EGME, que a parcela dos proveitos relativa aos primeiros 4 meses, seja (re)considerada e recuperada nos proveitos a diferir.

Recorda-se que a ERSE propõe o diferimento de proveitos permitidos por um período de 3 anos, tendo baseado a sua proposta na avaliação das previsões de custos e as estimativas de evolução do número de carregamentos apresentadas pela empresa para os próximos anos.



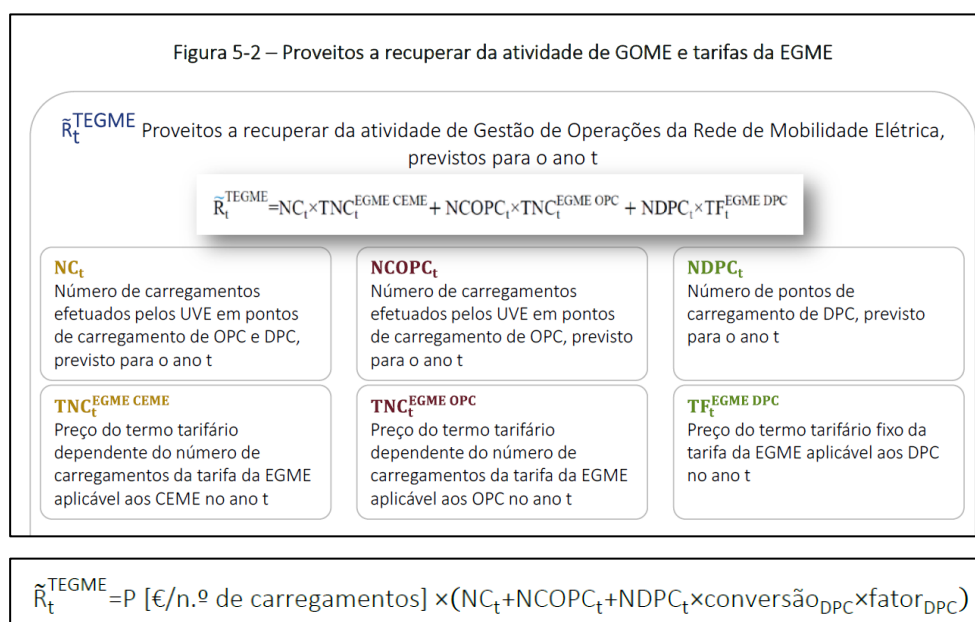
A análise que suporta esta proposta baseia-se num conjunto de pressupostos, tais como a manutenção da taxa de crescimento do número de carregamentos estimada pela EGME e o peso que a aplicação da tarifa EGME possa representar para os utilizadores.

Na opinião do CT, deveria ser equacionada a possibilidade de estender o período de recuperação dos proveitos diferidos até ao final do próximo período regulatório do setor elétrico.

F. Tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica em 2021

A ERSE estabelece tarifas a aplicar para recuperação dos proveitos permitidos da EGME, com estrutura monomial, baseada no número de carregamentos (tarifas aplicáveis aos CEME e aos OPC, que as transferem para os UVE), ou num preço diário (tarifa aplicável aos DPC), justificando esta opção como permitindo uma mais simples aplicação face à potencial coexistência de termos fixos e melhor entendimento pelos utilizadores.

Sem prejuízo do estabelecimento das variáveis de faturação acima indicadas, a ERSE considera uma variabilização unificadora das tarifas individuais referidas, para que a recuperação de proveitos seja realizada por número de carregamentos:



Fonte: Proposta de Tarifas de ME para 2021, ERSE

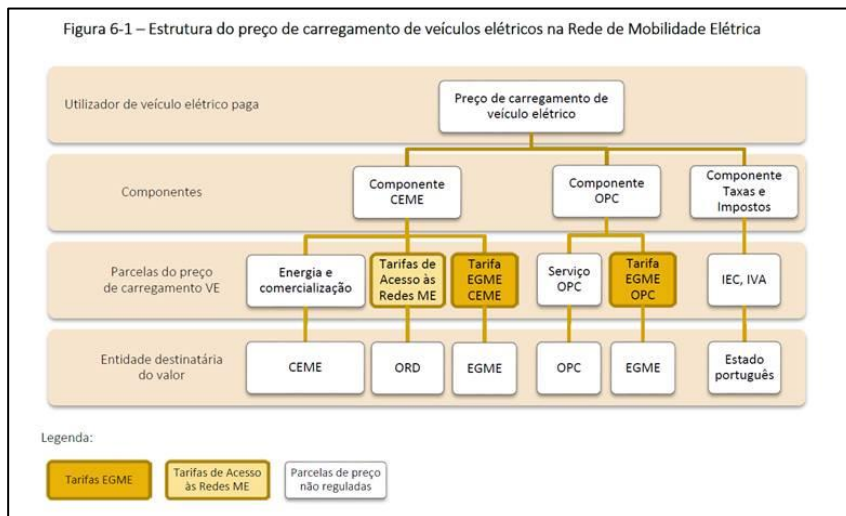
1. Tarifa a aplicar aos UVE

Tal como analisado em outros pontos deste parecer, face à situação de atraso na definição dos proveitos permitidos da EGME, a ERSE fixou em 0 (zero) as tarifas aplicáveis às atividades associadas aos CEME, OPC e DPC, no período de 1 de janeiro a 30 de abril, por aplicação do n.º 2 do artigo 104.º do RME.

Deste modo, neste capítulo apenas se analisam os valores no período posterior.

A tarifa a aplicar aos UVE resulta da soma das tarifas de CEME e de OPC. Num pressuposto que o CT considera equilibrado face ao ainda limitado conhecimento da utilização da rede de mobilidade elétrica, a ERSE estabelece que a utilização da rede pelos CEME e OPC é equivalente, pelo que as tarifas propostas são numericamente iguais, ascendendo a 0,1657 €/carregamento, resultando num encargo de 0,3314 €/carregamento para o UVE.

No entanto, a apresentação destas tarifas ao UVE não é feita de um modo autónomo na fatura, sendo incorporadas separadamente nas componentes de acesso às redes e na do próprio CEME:



Fonte: Proposta de Tarifas de ME para 2021, ERSE

A bem da transparência, desde logo porque se trata de uma tarifa independente dos próprios CEME e OPC, o CT recomenda que a ERSE estabeleça o princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, com o que adicionalmente se sinalizaria e incentivaria também a necessidade de utilização eficiente dos pontos de carregamento.

2. Estrutura tarifária

O CT reconhece que a estrutura tarifária proposta é prevista no RME, não cabendo assim, no momento, reanalisar a sua adequação, de acordo com o princípio da estabilidade regulatória, considerando tratar-se do último ano do período regulatório do setor elétrico.

No entanto, o CT considera que, no próximo momento de revisão tarifária, se deveria reanalisar esta questão, desde logo pela evidência de que uma tarifa apenas baseada em carregamento penaliza os UVE de menor capacidade, bem como não induz a utilização ótima dos pontos de carregamento, não sendo os utilizadores incentivados a limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, o que seria importante, também face ao insuficiente número de postos.

Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de mantendo uma estrutura tarifária monomial, adotar outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou tempo, exatamente com o fito daquela otimização de ativos limitados.

G. Impacto das tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica no preço final pago pelos utilizadores de veículo elétrico

O preço final a pagar pelos UVE pela utilização da rede MOBI.E, faturado em primeira instância pelos CEME, incorpora as seguintes componentes:

- Componente CEME, que inclui os valores respeitantes à eletricidade fornecida e à sua comercialização (não regulados no continente e regulados nas RA), o valor do acesso às redes e a tarifa EGME aplicável aos CEME, ambas reguladas;
- Componente OPC, que inclui o valor respeitante à utilização dos pontos de carregamento, não regulado, e a tarifa EGME aplicável aos OPC, regulada;
- Componente de taxas e impostos, definidos pelo Estado Português, designadamente o imposto especial sobre o consumo de energia elétrica (IEC) e o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), se aplicável.



Conforme a ERSE dá nota no documento da proposta, o ano de 2021 será o primeiro ano em que as tarifas da EGME terão valor não nulo (a partir de 1 de maio), passando a acrescer às restantes parcelas que entram na fatura do UVE pelos carregamentos realizados na rede de mobilidade elétrica. Neste contexto, importa avaliar o impacto das tarifas da EGME, neste primeiro ano de aplicação.

Nesta avaliação de impacto, a ERSE considerou:

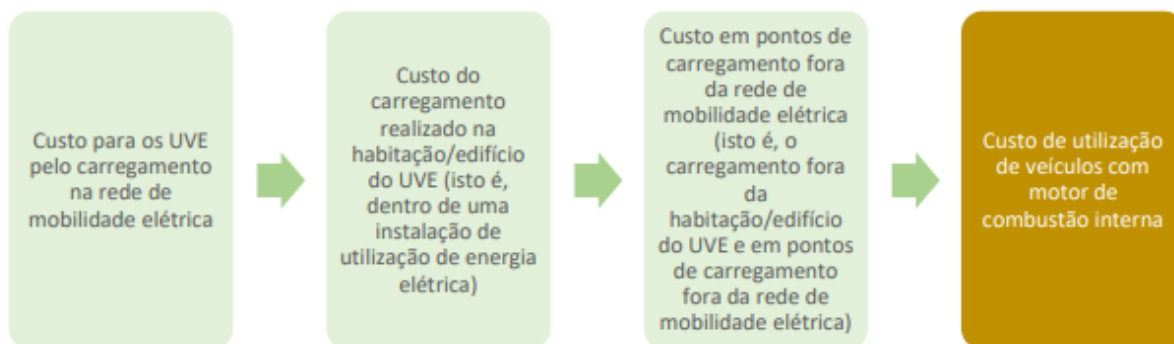
- a) Dois cenários de consumo:
 - Carregamento específico médio previsto para 2021, com consumo de 12,5 kWh/carregamento;
 - Carregamento específico de maior duração, com um consumo de 25,0 kWh/carregamento.
- b) As opções disponíveis em termos de pontos de carregamento:
 - normais e rápidos;
 - pontos de entrega da RESP, em BT e MT.
- c) Três dimensões:
 - por carregamento (variável tarifária utilizada para recuperar os proveitos da atividade);
 - por energia consumida do carregamento (12,5 kWh e 25 kWh);
 - por distância percorrida (assumindo um valor de 15 kWh/100 km).

Quando analisados os preços por carregamento, os resultados mostram que as tarifas da EGME representarão entre 4%, no cenário de consumo específico de 25 kWh em BT ou MT, e 8%, no cenário de consumo específico de 12,5 kWh em MT, no valor total faturado ao UVE. Nas outras 2 dimensões o peso varia entre 5 e 7%.

O CT constata que, ainda que tenham sido diferidos proveitos permitidos do ano 2021, o peso da tarifa EGME por carregamento chega a representar cerca de 8% do custo total faturado.

H. Comparação com outras opções de carregamento e de motorização

1. A informação constante do documento em análise, de fevereiro de 2021, permite constatar que a ERSE prevê um aumento de 50%, em 2021 face a 2020 do número de carregamentos na rede de mobilidade elétrica, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, considerado no cálculo tarifário.
2. A sustentabilidade da atividade de gestão de operações de mobilidade elétrica depende da adesão dos utilizadores de veículos elétricos à rede pública de carregamento.
3. A análise comparativa promovida pela ERSE focou-se nas seguintes opções:

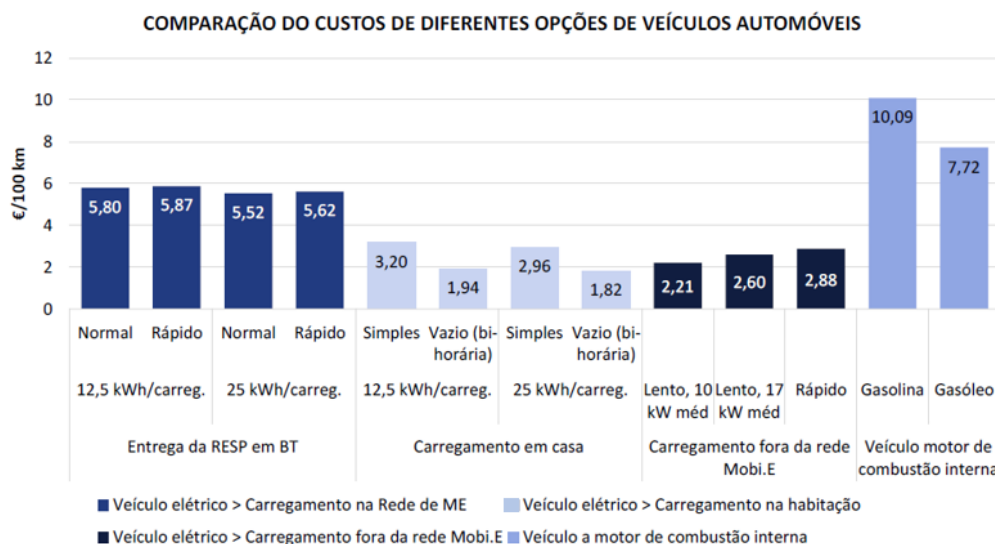




4. Os resultados da análise efetuada encontram-se sistematizados na figura seguinte, concluindo a ERSE que, em termos de custos por distância percorrida:

- os veículos elétricos são mais competitivos do que os veículos a motor de combustão interna,
- o carregamento dos veículos elétricos na rede de mobilidade elétrica é mais caro do que na habitação e do que na modalidade de prestação de serviços de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica,
- o carregamento dos veículos elétricos é mais caro na modalidade de prestação de serviços de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica do que na habitação, quando este último é realizado nas horas de vazio (tarifa bi-horária).

Saliente-se que a ERSE refere que a análise comparativa não contempla custos de investimento na aquisição dos veículos nem custos com eventuais carregadores nas habitações e que a comparação apenas considera, para os carregamentos na rede de mobilidade elétrica, os que são efetuados em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP em BT, os quais são tipicamente superiores aos realizados em carregamento com ponto de entrega da RESP em MT.



- O CT reconhece que a mobilidade elétrica assume relevância pelos efeitos que provoca na redução do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de dióxido de carbono, na medida em que a produção de eletricidade tenha origem renovável.
- Contudo o CT considera que a análise desenvolvida pela ERSE para efeitos de fixação de tarifas, que apenas assenta nas previsões de consumo, deveria limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis.
- O CT considera, ainda, que importa clarificar se o comparativo utilizado pela ERSE, relativamente aos pontos de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica, cumpre os requisitos do regime jurídico aplicável aos carregamentos em postos instalados em locais privados de acesso público.

I. Sobre o modelo organizativo da mobilidade elétrica

- Nos pareceres que apresentou em [2015](#) e [2019](#) sobre a mobilidade elétrica, o CT recomendou que fosse considerada pela ERSE a diligência, junto dos órgãos competentes, das conversações necessárias à apresentação dos argumentos que justificam uma revisão do modelo para a gestão da mobilidade elétrica.



Decorrido este tempo e sendo a mobilidade elétrica um dos pilares para a descarbonização da economia, com metas exigentes para 2030, torna-se premente a importância de revisitar o modelo de gestão, incorporando aperfeiçoamentos e simplificações que a experiência e as boas práticas evidenciem, garantindo assim o acesso à rede de mobilidade elétrica com custos eficientes.

2. Sem prejuízo do objeto específico do presente parecer incidir sobre a fixação de tarifas e proveitos da EGME em 2021, que o CT reconhece obedecer aos grandes princípios definidos no quadro organizativo e regulamentar vigente, não pode deixar este órgão consultivo de reiterar o seu entendimento sobre a necessidade e oportunidade de um balanço e reflexão sobre o próprio modelo adotado para a gestão da mobilidade elétrica em Portugal.

Do balanço do sistema organizacional adotado para a gestão da mobilidade elétrica evidenciam-se os seguintes aspetos:

- O setor da mobilidade elétrica em Portugal tem uma organização singular e única no contexto europeu.
- O modelo adotado é de elevada complexidade e centralidade, com óbvios inconvenientes e custos a serem suportados e recuperados.
- A atribuição a uma entidade na esfera do Setor Empresarial do Estado, com tutela própria, com a responsabilidade de toda a gestão da comunicação entre os agentes e respetivos fluxos financeiros, obrigando a uma necessidade regulatória com a possibilidade regulamentar adicional do exercício de atividades e proveitos não regulados, dificultando o escrutínio regulatório em matéria de subsidias cruzadas.
- O risco de o modelo vigente poder tornar a rede de carregamento economicamente insustentável – reconhecido pela própria ERSE – colocando em causa a própria dinamização da mobilidade elétrica.
- A criação de um défice tarifário, logo no primeiro ano de implementação da tarifa EGME, é a manifestação de um desequilíbrio que pode tornar-se sistémico. O CT alerta para o perigo de poder vir a ser constituída mais uma componente, nefasta, dos denominados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), e incrementadora de custos no setor elétrico.
- A constatação de que a solução atual está a condicionar o aparecimento de soluções comerciais de maior simplicidade e conseqüente racionalidade económica, de forma a possibilitar um acesso mais fácil e generalizado por parte dos utentes, nacionais e estrangeiros. A evolução para processos que conduzam ao pagamento “no momento da carga” com meios de pagamento eletrónico, prática comercial comum nos combustíveis líquidos hoje utilizados, é uma necessidade imperiosa para os UVE.

Pelo exposto, o CT recomenda que a ERSE diligencie, junto dos órgãos competentes, as conversações necessárias à apresentação dos argumentos que justificam uma revisão do modelo para a gestão da mobilidade elétrica, com vista à resolução das dificuldades atrás referenciadas, não prejudicando a possibilidade dessa atividade poder ser realizada por outros agentes e processos já existentes, também com benefícios concorrenciais para o conjunto do mercado.

J. Recomendações

1. O CT recomenda um diálogo em maior proximidade com a EGME, entidade sujeita a escrutínio e tutela governamental, por forma a apurar, com acuidade e transparência, a chave de imputação mais adequada que pode não passar, necessariamente, pela linearidade e proporcionalidade que foram aplicadas na determinação dos proveitos permitidos em 2021.



2. Para o próximo período regulatório, a iniciar em 2022, o CT recomenda:
 - A ponderação da alteração do modelo de regulação atual para um modelo por incentivos;
 - A avaliação da aderência das variáveis de faturação, como indutor de custos da tarifa EGME, à evolução da atividade.
3. A bem da transparência, e desde logo porque se trata de uma tarifa independente do próprio CEME, o CT recomenda que a ERSE estabeleça o princípio de apresentação autónoma e individualizada em fatura da tarifa de carregamento, com o que adicionalmente se sinalizaria e incentivaria a desejável utilização eficiente dos pontos de carregamento.
4. O CT recomenda que a parcela dos proveitos relativa aos primeiros 4 meses seja (re)considerada e recuperada nos proveitos a diferir, estendendo o período de recuperação destes até ao final do próximo período regulatório do setor elétrico.
5. O CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de adotar, mantendo uma estrutura tarifária monomial, outras variáveis de faturação, nomeadamente a energia e/ou o tempo.
6. O CT recomenda, ainda, que seja equacionada a imputação de custos que desincentivem a ocupação do posto, após sinalização do termo do carregamento.
7. Adicionalmente o CT recomenda que a ERSE clarifique os requisitos do regime jurídico aplicável aos carregamentos em postos instalados em locais privados de acesso público.
8. Finalmente o CT recomenda que a ERSE diligencie, junto dos órgãos competentes, as conversações necessárias à apresentação dos argumentos que justificam uma revisão do modelo para a gestão da mobilidade elétrica, com vista à resolução das dificuldades atrás referenciadas, não prejudicando a possibilidade dessa atividade poder ser realizada por outros agentes e processos já existentes, também com benefícios concorrenciais para o conjunto do mercado.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor Elétrico, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 17 de março de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

I

ENQUADRAMENTO

A ERSE revê-se no conjunto de considerações mencionadas pelo Conselho Tarifário que, em traços largos, caracterizam o enquadramento legal e regulamentar da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) e em particular da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), sujeita a regulação pela ERSE.

II ESPECIALIDADE

B. PERÍODO DE REGULAÇÃO E DE FIXAÇÃO DE TARIFAS

O quadro regulamentar da ERSE definido para a fixação das tarifas da EGME estabelece que o período regulatório do setor da mobilidade elétrica coincida, preferencialmente, com o período regulamentar do setor elétrico. O Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) estabelece, também, prazos de envio da informação, por parte da EGME, para que possam ser determinadas tarifas para o setor. Esses prazos são coincidentes com os do setor elétrico e foram estabelecidos aquando da elaboração do primeiro regulamento da mobilidade elétrica, não tendo sido questionados pela MOBI.E nas diversas consultas públicas (2011, 2015, 2019 e 2020). Assim, após as referidas consultas públicas, foram mantidos no RME os prazos de receção da informação, uma vez que, em condições normais, as tarifas para a mobilidade elétrica são publicadas em conjunto com as tarifas do setor elétrico, sendo desejável que a informação necessária para o seu cálculo seja enviada à ERSE nos prazos estipulados.

C. PLANO DE ATIVIDADES E ORÇAMENTO (PAO) DA MOBI.E

Foi definido pelo Governo que, como forma de incentivar o crescimento da mobilidade elétrica, os carregamentos dos veículos elétricos fossem gratuitos, durante o período de instalação da rede piloto. Assim, o financiamento da MOBI.E para as suas atividades tem sido assegurado, em primeiro lugar, e desde 2005, pelo Fundo de Apoio à Inovação (FAI), posteriormente, em 2017, pelo Fundo Ambiental, e mais recentemente, juntou financiamentos de projetos comunitários em que a MOBI.E participa.

Com efeito, a MOBI.E refere no PAO 2021-23 que «... num contexto pandémico e numa fase em que a dimensão do mercado possa ainda não ser suficiente para suportar os custos associados à estrutura do seu funcionamento, nomeadamente, o valor integral da tarifa EGME poderá vir a justificar-se, dependendo da evolução permitida pela conjuntura particular em que vivemos, a necessidade de estabelecer alguma subsídio desta tarifa, como forma também de assegurar a competitividade do mercado da mobilidade elétrica». A ERSE entende que, com esta afirmação, a MOBI.E se esteja a referir à possibilidade de recorrer a financiamentos nos mesmos moldes dos que auferiu nos anos anteriores, ou seja, através de fundos públicos ou comunitários.

Refira-se que uma das preocupações da ERSE, enquanto regulador de vários setores, tem sido não ocorrerem subsídios cruzadas entre os mesmos, pelo que se considera que não devem existir subsídios do setor elétrico nacional ao setor da mobilidade elétrica, conforme referido pelo CT.

D. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE MOBILIDADE ELÉTRICA

O contexto de especial incerteza devido à pandemia de COVID-19 é um fator conjuntural que condiciona a expectável tendência de crescimento da mobilidade elétrica. O recurso ao teletrabalho, as intervenções públicas ao nível dos passes sociais a baixo custo e a maior utilização de veículos pessoais são exemplos apontados pelo CT.



Em sentido oposto, as políticas europeias relativas ao transporte no âmbito da ação climática consubstanciam-se como fatores estruturais. De especial relevo na mobilidade elétrica é de referir a regulamentação europeia que estabelece limites ao valor das emissões de gases de efeito de estufa aos veículos ligeiros no espaço europeu.

O Regulamento (CE) n.º 443/2009¹⁰³ fixou em 130 g de CO₂/km as emissões médias de CO₂ dos automóveis novos de passageiros, entre 2015 e 2019. Posteriormente, o Regulamento (UE) 2019/631¹⁰⁴ fixou um objetivo para a frota da União de 95 g CO₂/km de emissões médias para os automóveis novos de passageiros e um objetivo para a frota da União de 147 g de CO₂/km de emissões médias de CO₂ para os veículos comerciais ligeiros novos matriculados na União, a vigorar a partir de 2020¹⁰⁵. Este regulamento estabelece, ainda, objetivos de redução face ao do objetivo estabelecido para 2021. Em 2025, os objetivos de redução das emissões médias quer da frota de automóveis novos de passageiros, quer da frota de veículos comerciais ligeiros novos, são de 15%. Para 2030, os objetivos são de 37,5% e 31%, respetivamente.

Recentemente, a Comissão Europeia propôs a revisão do regulamento em vigor, nomeadamente para atingir a meta de neutralidade climática da União Europeia em 2050 e o seu objetivo intermédio de, pelo menos, 55% de redução líquida de emissões de gases com efeito de estufa em 2030¹⁰⁶. A adoção pela Comissão da proposta de regulamento está revista para o segundo trimestre de 2021.

As empresas do setor automóvel estão, assim, num contexto de exigência em termos do desempenho das emissões de gases com efeito de estufa dos veículos que colocam no mercado europeu¹⁰⁷, o qual poderá tornar-se a breve trecho ainda mais exigente. A venda de veículos de motorização elétrica é, por isso, uma parte da resposta das empresas a este contexto, por ser necessário aumentar a penetração de veículos com emissões nulas.

E. PARÂMETROS E PROVEITOS PERMITIDOS

A ERSE agradece e toma boa nota dos comentários realizados pelo CT nos pontos 1, 2, 3 e 4 (Enquadramento geral, Escolha do modelo regulatório para a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), Período de regulação e Parâmetros regulatórios da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica).

5. Base de custos aceite

Tal como explicitado na proposta tarifária, a metodologia de definição da base de custos a recuperar através das tarifas aplicada neste primeiro ano de cálculo dos proveitos permitidos da atividade da EGME será reavaliada no próximo período regulatório. Esta reavaliação será por demais necessária, visto que o exercício realizado este ano foi particularmente condicionado pelo contexto pandémico incerto, com

¹⁰³ [Regulamento \(CE\) n.º 443/2009](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009 que define normas de desempenho em matéria de emissões dos automóveis novos de passageiros como parte da abordagem integrada da Comunidade para reduzir as emissões de CO₂ dos veículos ligeiros.

¹⁰⁴ [Regulamento \(UE\) 2019/631](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2019, que estabelece normas de desempenho em matéria de emissões de CO₂ dos automóveis novos de passageiros e dos veículos comerciais ligeiros novos e que revoga os Regulamentos (CE) n.º 443/2009 e (UE) n.º 510/2011.

¹⁰⁵ A determinação das emissões específicas de CO₂ de cada fabricante em 2020 tem em conta 95% de automóveis novos de passageiros do fabricante matriculados no ano. De 2021 em diante, essa percentagem é de 100%.

¹⁰⁶ Mais informações sobre a iniciativa da Comissão, incluindo o roteiro e o processo de consulta pública, pode ser encontrada em <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12655-Revision-of-the-CO2-emission-standards-for-cars-and-vans->.

¹⁰⁷ De acordo com dados previsionais da Agência Ambiental Europeia, o valor médio das emissões de novos automóveis ligeiros registados em 2019 nos 28 países da União Europeia, Islândia e Noruega foi de 122,4 g CO₂/km (https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_pt).



impacte na mobilidade e na evolução do enquadramento macroeconómico nacional, e pela natureza embrionária desta atividade, não dispondo ainda de informação financeira histórica que sustentasse uma análise mais fundamentada dos seus custos.

Importa sublinhar que, em coerência com a sua atuação ao longo do tempo noutros setores regulados, a ERSE continuará a avaliar e a monitorizar os custos desta atividade de modo a evitar subsidialidades cruzadas com atividades não reguladas desenvolvidas pela MOBI.E.

6. Proveitos permitidos da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME)

Como acima mencionado e na própria proposta tarifária, a ERSE reconhece que, tendo em conta o contexto particular em que foi realizado este primeiro exercício tarifário, alguns pressupostos agora utilizados na definição dos custos afetos à atividade de GOME não serão necessariamente replicados na definição dos custos aceites para o exercício tarifário de 2022. Neste contexto, reitera-se que futuros exercícios tarifários deverão beneficiar de uma maior experiência acumulada na análise desta atividade e da consolidação da informação económico-financeira disponível.

A ERSE tem consciência que o melhor conhecimento da atividade exige total colaboração por parte da EGME tanto na divulgação de informação relevante para efeitos regulatórios, como na qualidade das respostas aos esclarecimentos solicitados pela entidade reguladora. Tal como ocorrido para o presente exercício tarifário, a ERSE procurará recolher toda a informação necessária junto da EGME para melhor definir as metodologias regulatórias, em geral, e os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas, em particular.

7. Proveitos a recuperar em 2021 e período de recuperação por aplicação da tarifa

Após analisar o Parecer do CT, a ERSE optou por manter os principais pressupostos considerados na proposta tarifária relativamente à determinação dos proveitos permitidos, não incorporando nos proveitos a diferir a componente de proveitos permitidos referente aos primeiros 4 meses de 2021 e mantendo o período de recuperação dos proveitos diferidos em 3 anos.

Em primeiro lugar, refira-se que o RME determina, no Artigo 104.º, que «o estabelecimento dos proveitos previstos no artigo 38.º carece do envio pela EGME à ERSE da informação para efeitos de cálculo das tarifas, a vigorar no primeiro ano com uma antecedência mínima de seis meses, em relação à data em que se prevê a entrada em vigor das referidas tarifas». Assim, o facto de as tarifas EGME apenas se aplicarem a partir de 1 de maio de 2021 deve-se exclusivamente ao facto da última informação materialmente relevante para efeitos tarifários ter sido enviada à ERSE no final do mês de novembro, consubstanciando um atraso no envio da informação necessária por parte da MOBI.E, face aos prazos definidos no RME.

Quanto à preocupação do CT relativamente ao equilíbrio económico-financeiro da EGME, esta é uma preocupação totalmente partilhada pela ERSE, que se considera não ter sido posto em causa com esta decisão. Sublinhe-se que a EGME tem desenvolvido a sua atividade até ao momento sem recurso às tarifas, baseando-se na obtenção de subsídios à exploração e na utilização de receitas consideráveis com a concessão da exploração da infraestrutura, designadamente dos pontos de carregamento normais da rede piloto.

Adicionalmente, os parâmetros regulatórios, a base de custos e a metodologia de definição dos proveitos permitidos serão revistos já em 2021 para o exercício tarifário de 2022. Nessa altura, será possível incorporar informação adicional sobre a evolução da atividade, não apenas ao nível dos custos de funcionamento, mas também sobre a evolução do número de carregamentos, variável crítica para aferir a capacidade de recuperação de proveitos.

Por último, a ERSE partilha das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao impacte desta tarifa no preço final de carregamento e ao risco de criação de um desequilíbrio financeiro sistémico, as quais aconselham, na opinião da ERSE, a que não se considerem mais custos e a que se adie para o menor período



possível a sua recuperação. Contudo, a ERSE reitera que partilha a preocupação do CT e que não deixará de monitorizar continuamente a evolução desta atividade, com vista a identificar eventuais situações que possam vir a comprometer o seu equilíbrio económico-financeiro, para atuar de acordo com o quadro legal e regulamentar em que opera.

F. TARIFAS DA ENTIDADE GESTORA DA REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA EM 2021

1. Tarifa a aplicar aos UVE

O CT recomenda que a ERSE estabeleça que as tarifas da EGME sejam apresentadas de forma autónoma e individualizada na fatura.

Atualmente, o RME estabelece que os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) devem assegurar que a faturação ao UVE discrimina os seguintes montantes: a) carregamento do veículo elétrico; b) utilização dos pontos de carregamento; c) outros serviços que possam ser prestados; d) Taxas e impostos [art.º 13.º, n.º 2]. O primeiro montante inclui a tarifa EGME aplicável ao CEME (além de incorporar as tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica ¹⁰⁸) e o segundo montante inclui a tarifa EGME aplicável ao operador de pontos de carregamento (OPC).

A ERSE concorda com a importância de assegurar transparência na informação disponibilizada aos UVE. Todavia, o conteúdo da fatura aos UVE deve também responder a objetivos de simplicidade, tanto mais relevantes num setor recente. Importa, também, considerar que há outros meios de alcançar o objetivo da transparência. Tendo em atenção o parecer do CT, a ERSE considera que este é um debate que deve ser realizado numa próxima consulta pública.

Quanto à sinalização adequada para uma eficiente utilização da rede de mobilidade elétrica, os tarifários dos OPC, por ponto de carregamento, são disponibilizados publicamente. A ERSE entende que um meio mais eficaz à fatura será a utilização desses dados públicos que permitem aos UVE realizarem comparações da utilização do serviço dos OPC.

2. Estrutura tarifária

A estrutura tarifária atual resulta da [Consulta Pública n.º 78](#), que decorreu em 2019. A proposta inicial levada a consulta não alterava a redação vigente à data quanto às variáveis de faturação, mantendo a estrutura binómia baseada num termo fixo (no caso dos CEME, dependente do número de UVE e, no caso dos OPC e DPC, dependente do número de pontos de carregamento em OPC e DPC, respetivamente) e num termo variável (dependente do número de carregamentos realizados). Esta estrutura é adequada à natureza eminentemente fixa dos custos gerados pela atividade da EGME, associados à gestão e manutenção da infraestrutura informática e gastos com pessoal necessários ao desenvolvimento das atividades. Assim, o termo fixo recuperaria os custos associados à disponibilização da infraestrutura e o termo variável os ligados à utilização dessa infraestrutura.

Todavia, ponderando os comentários recebidos, a ERSE alterou a sua decisão para uma estrutura monómia que, no caso dos CEME e OPC, corresponde a um termo variável dependente do número de carregamentos ¹⁰⁹. Esta simplificação visou facilitar, tanto aos CEME como aos OPC, a construção de tarifários variabilizados a apresentar aos UVE, embora a estrutura da tarifa da EGME aplicável a estes operadores não determine a

¹⁰⁸ Importa destacar que os CEME não são agentes do setor elétrico. As tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica são faturadas pelos operadores das redes de distribuição aos comercializadores do setor elétrico que aprovisionam os CEME.

¹⁰⁹ No caso dos DPC, foi tida especial consideração no que se refere às suas características de atividade não comercial. Por isso, a opção foi por utilizar uma variável mais estável para estas entidades, motivo pelo qual se decidiu pelo número de pontos de carregamento.



estrutura dos preços dos serviços prestados por estes operadores aos seus clientes, pois são livres de adotar as estruturas tarifárias mais adequadas à repercussão de custos nos seus clientes.

O CT sugere que se deveria reanalisar a estrutura tarifária numa próxima revisão tarifária, nomeadamente quanto ao impacto de a variável de faturação da tarifa da EGME (número de carregamentos) poder ser penalizadora de UVE de menor capacidade, assim como aos sinais para a utilização ótima dos pontos de carregamento.

Quanto a eventuais incentivos aos UVE para a utilização ótima dos pontos de carregamento, nomeadamente para limitar o número de carregamentos e/ou o tempo de utilização, a ERSE entende que tal sinal passará antes pela estrutura de custo do serviço cobrado pelo OPC. Efetivamente, há já atualmente uma diversidade de tarifários de OPC com uma a três variáveis de faturação, onde se incluem tanto a energia de carregamento e a sua duração, como até termo fixo.

No caso particular da gestão de operações da rede de mobilidade elétrica, a variável de faturação da tarifa da EGME aplicável ao OPC e CEME, que corresponde ao número de carregamentos, poderá promover a redução do número de transações de dados e, com isso, a utilização ótima das operações da mobilidade elétrica, essencialmente de informação e de comunicação. Ainda assim, reconhece-se que, tratando-se de uma componente de termo fixo na fatura do UVE, poderá induzir comportamentos de utilização desadequada dos pontos de carregamento, nomeadamente com o UVE a manter o veículo no ponto sem que esteja a ser carregado.

Em relação aos UVE de menor capacidade, a ERSE concorda que uma análise mais fina da informação quanto ao universo de carregamentos deve ser realizada no sentido de perceber eventuais impactos nestes utilizadores.

A ERSE concorda com o CT sobre a reanálise da adequação da estrutura tarifária na próxima revisão do regulamento.

G. IMPACTO DAS TARIFAS DA ENTIDADE GESTORA DA REDE DE MOBILIDADE ELÉTRICA NO PREÇO FINAL PAGO PELOS UTILIZADORES DE VEÍCULO ELÉTRICO

A ERSE partilha das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao impacto da tarifa da EGME no preço final de carregamento. A análise das diversas componentes do preço final pago pelos UVE é essencial, pois permite fornecer transparência sobre o impacto de todas as componentes na formação do preço final, quer das reguladas, quer das não reguladas. Refira-se que a parcela que apresenta um maior peso na fatura do UVE é a parcela de serviço dos OPC, componente esta que não é regulada.

H. COMPARAÇÃO COM OUTRAS OPÇÕES DE CARREGAMENTO E DE MOTORIZAÇÃO

O CT, embora reconhecendo a relevância da mobilidade elétrica na redução do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de dióxido de carbono, na medida em que a produção de eletricidade tenha origem renovável, considera que a análise desenvolvida pela ERSE deveria limitar-se à comparabilidade de carregamento dos veículos elétricos nas diferentes opções disponíveis. Dessa perspetiva, a comparação com outras opções de mobilidade além da elétrica seria dispensável.

A ERSE entende que a informação adicional dada pela comparação com opção de mobilidade baseada em veículos com motor de combustão interna é relevante, numa perspetiva de médio e longo prazo, nomeadamente porque a decisão de aquisição de um veículo deverá ter em conta, entre outros, os seus custos de operação. A comparação é também relevante numa perspetiva de curto prazo, devido à existência de veículos híbridos que combinam um motor a combustão e um motor elétrico, pelo que a decisão da opção de locomoção depende do seu custo. Assim, a posição relativa em termos de custos por distância percorrida do veículo elétrico face aos veículos convencionais poderá impactar nestas decisões e, como consequência, na própria evolução da procura da mobilidade elétrica.



Por último, no ponto 7, o CT indica que é importante «clarificar se o comparativo utilizado pela ERSE, relativamente aos pontos de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica, cumpre os requisitos do regime jurídico aplicável aos carregamentos em postos instalados em locais privados de acesso público».

Todos os comparativos utilizados pela ERSE (com as limitações explicitadas na proposta tarifária e que incluíram, além de pontos de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica, o carregamento do veículo em casa e o abastecimento de veículo com motor de combustão interna) focaram-se em diferentes opções de mobilidade e em informação pública devidamente identificada. Atendendo às dúvidas levantadas pelo Conselho Tarifários sobre o regime jurídico aplicável, a ERSE retirou do documento final a comparação com os pontos de carregamento fora da rede de mobilidade elétrica em postos instalados em locais privados de acesso público, por não ter contribuído para melhor informação.

Em qualquer caso, existe um quadro jurídico para o exercício das atividades de operação de pontos de carregamento (patente, designadamente, a partir do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na sua redação atual) que delimita o regime de exercício e os deveres destes operadores. O mesmo regime jurídico densifica os pontos de carregamento em local privado de acesso público (artigo 26.º) e ainda os pontos de carregamento de acesso privativo (artigo 27.º). Além disso, os artigos 45.º e 46.º procuram tipificar as situações passíveis de se consubstanciarem na prática de contraordenação, cuja competência pertence, nos termos do n.º 4 do artigo 47.º, à DGEG.

I. SOBRE O MODELO ORGANIZATIVO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

A ERSE toma boa nota da recomendação do CT para que diligencie junto dos órgãos competentes conversações com vista à revisão do modelo para a gestão da mobilidade elétrica no sentido de o adequar à experiência entretanto obtida e de melhor promover este tipo de mobilidade. Tal como demonstrado na proposta tarifária, as decisões regulatórias da ERSE pautam-se pela preocupação com a sustentabilidade do setor, dentro do quadro legal e regulamentar em vigor e sempre em articulação com as diversas instâncias relevantes.

J. RECOMENDAÇÕES

A ERSE toma boa nota das diversas recomendações do CT sobre as quais foram sendo tecidas considerações ao longo do presente documento.

No que se refere à definição das metodologias de regulação e de determinação de proveitos permitidos para o próximo período regulatório, a ERSE ponderará a viabilidade e razoabilidade de se passar para uma regulação por incentivos.

Em linha com o discutido anteriormente, numa próxima revisão do RME será reanalisada a estrutura tarifária, promovendo-se novamente um debate sobre as variáveis de faturação mais adequadas para refletir os custos e promover uma utilização eficiente das infraestruturas. Será, também, promovido um debate sobre transparência e sobre a informação a individualizar nas faturas dos UVE.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."¹¹⁰

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021", concretizado em 5 de novembro de 2020.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021" (doravante abreviado por: proposta de tarifas e preços para 2021), cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

1. A crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19 que se abateu sobre todos os países origina efeitos económicos de intensidade e duração totalmente imprevisíveis, de que resultam impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN).
2. Mediante proposta da ERSE, que mereceu o acordo unânime do CT, o período regulatório vigente foi prolongado até 31 de dezembro de 2021, tendo em conta o entendimento deste Conselho expresso em 28 de abril de 2020:

"A preparação de um novo período regulatório assenta em exercícios retrospectivos para o estabelecimento de novas metas e metodologias regulatórias, que sejam coerentes com a evolução do desempenho das empresas e do seu contexto.

No contexto da atual crise sanitária e económica, exercícios desta natureza não são credíveis considerando que qualquer análise retrospectiva é ineficaz para elaborar um quadro regulatório que seja aderente à realidade e, conseqüentemente, possa responder de forma segura às necessidades do SEN em especial no médio prazo.

O CT concorda, assim, com a proposta da ERSE, de não se proceder à revisão regulamentar e de parâmetros no atual contexto de crise sanitária e económica, pois a mesma não permitiria o estabelecimento de instrumentos regulatórios coerentes e estáveis, que possam acomodar os desafios que o SEN enfrentará num horizonte de três ou mais anos.

O CT igualmente destaca que esta alteração:

¹¹⁰ Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

a. Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das Empresas Reguladas;

b. Mantém em vigor os Art.º 203.º e 204.º relativos à revisão excecional dos parâmetros no período de regulação.

Em síntese, e face ao referido anteriormente, o CT considera que a proposta da ERSE de prolongar o atual período regulatório de 2018-2020 em um ano, até 2021, é uma solução prudente e equilibrada, expressando o seu acordo à mesma.”

II

GENERALIDADE

Neste capítulo importa sintetizar os pressupostos que estiveram na génese da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2020, e os desvios verificados durante o corrente ano que impactam sob a forma de ajustamentos nas tarifas de 2021 e 2022.

A. Pressupostos na fixação de tarifas para 2020

1. Estimativa da procura

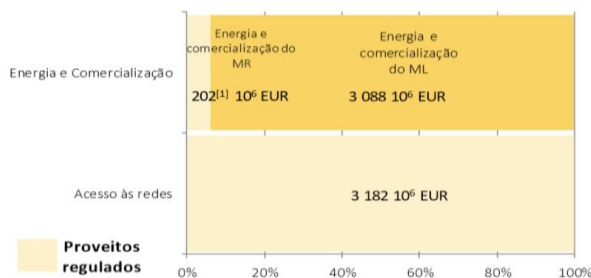
Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2019 | Tarifas 2020 | Δ% T2020 / T2019 |
| Fornecimentos CUR + ML | 46 647 | 46 298 | -0,7% |
| MAT | 2 222 | 2 382 | 7,2% |
| AT | 7 158 | 7 131 | -0,4% |
| MT | 15 389 | 15 270 | -0,8% |
| BTE | 3 451 | 3 374 | -2,2% |
| BTN | 18 428 | 18 141 | -1,6% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2020

2. Rendimentos estimados do SEN em 2020

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreprojeito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 103ME.

Fonte: ERSE



3. Proveitos permitidos a recuperar com as Tarifas de Acesso às Redes (TAR)

| | 2020 | |
|--|---------------|-----|
| Total Proveitos a recuperar com as Tarifa de Acesso | 3182,1 | |
| Proveitos do ORT (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 322,8 | 10% |
| Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 765,2 | 24% |
| Proveitos do OLMC (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 1,2 | 0% |
| CIEG (*) | 1919,9 | 60% |
| Desvios de anos anteriores | 172,9 | 5% |

| | |
|--|---------------|
| Valores a pagar pelos consumidores | 3054,0 |
| Paga pelos produtores (ao ORT) | 25,5 |
| Tarifa social paga pelos produtores ao ORD via ORT | 102,6 |

(*) Inclui o valor da Interruptibilidade

B. Desvios verificados em 2020

1. O [Regulamento Tarifário \(RT\) do setor elétrico](#) prevê que, na determinação anual dos proveitos permitidos das diferentes atividades reguladas do setor, seja considerada uma estimativa do ajustamento tarifário referente ao ano $t-1$ e o acerto do ajustamento tarifário relativo ao ano $t-2$.
2. O ajustamento do ano $t-2$ resulta da diferença entre o valor dos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais (preço de energia, indutores de custos, taxa de remuneração, transferências para exploração e outros custos aceites fora das metas de eficiência) e os valores faturados pela aplicação das tarifas em vigor no ano $t-2$. A esta diferença deduz-se o ajustamento do ano $t-1$ calculado no ano anterior.
3. O ajustamento do ano $t-1$ é apenas calculado para algumas componentes de proveitos (p. ex. sobrecusto da PRE, sobrecusto dos CAE, compra e venda de energia do CUR, transferências de ativos para exploração e respetiva taxa de remuneração).
4. Esta proposta cumpre o estipulado no RT, considerados os ajustamentos do ano de 2019 e do ano de 2020.
5. Atento ao impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância quer da sua definição prévia pelos responsáveis, quer da concretização efetiva da transferência financeira para o SEN.
6. Neste contexto, o CT reforça a necessidade de se estimar adequadamente o volume de custos e proveitos a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os acertos futuros.

III

ESPECIALIDADE

Conforme expresso no enquadramento deste parecer, o “Prolongamento extraordinário do período de regulação 2018-2020 até 2021”, foi aditado através do artigo 217.º-A do RT do setor elétrico, na sua redação atual, segundo o qual os parâmetros regulatórios aprovados na Diretiva n.º [2/2018](#), de 4 de janeiro, para o período de regulação 2018-2020 são excecionalmente aplicáveis até 31 de dezembro de 2021.



Assim, a presente proposta tem subjacente os parâmetros definidos pela ERSE em 2017, para o período regulatório 2018-2020.

A. Comunicação dos impactos tarifários

1. O comunicado e o dossier de imprensa emitidos pela ERSE sobre a proposta e a publicação final das tarifas e preços para a energia elétrica, em outubro e dezembro de cada ano, respetivamente, constituem uma informação relevante e fundamental, não apenas para os consumidores e clientes, mas também para a comunicação social que visibiliza essa informação junto dos consumidores.
2. O CT constata que o mais recente comunicado da ERSE continua, e bem, a fornecer o impacto tarifário ao nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais (mercado regulado). Regista-se, no entanto que, desta vez, a ERSE optou por alterar a informação sobre a variação das tarifas de acesso às redes passando a apresentar o *“impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores [em regime de] mercado”*.
3. O CT constata que a informação veiculada pelo comunicado é menos completa que em anos anteriores, e até menos transparente para o mercado livre, já que *“simula”*, sem identificar a metodologia utilizada, um *impacte médio* das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre.
4. De outra forma, o CT considera que a comunicação deste impacto pode induzir em erro os consumidores em mercado livre, por não ser essa a variação de preço que irão observar na sua fatura, recomendando que a ERSE opte pela utilização das variações anuais das tarifas de acesso às redes, desagregada pelos diferentes níveis de tensão, completando essa informação com a devida explicação da construção da tarifa final em mercado livre.
5. Adicionalmente, o CT destaca ainda a seguinte alusão no comunicado: *“...dependendo da estratégia de aprovisionamento de energia elétrica de cada comercializador, é possível que, face a preços historicamente baixos do mercado grossista de energia elétrica, o acréscimo da tarifa de acesso às redes em 2021 seja compensado pela componente de energia à semelhança, aliás, do que se verifica nas tarifas transitórias de venda a clientes finais que observam uma variação nula.”*
6. É entendimento do CT que este tipo de alusões por parte do regulador deve ser evitado, até porque as variações tarifárias no mercado liberalizado derivam das negociações livres entre o cliente e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulatoriamente para as tarifas de acesso.
7. O CT constata que a ERSE neste comunicado optou por incluir a informação sobre as variações das tarifas de acesso às redes acumulada nos últimos 5 anos (2017-2021). O CT recomenda que o exercício de comunicação de variações tarifárias deva incidir apenas nas variações homólogas, de forma a evitar a confusão que uma análise sobre diferentes períodos pode gerar junto dos consumidores.
8. Não deixando de se constatar a evolução positiva do teor e do âmbito dos comunicados da ERSE nos últimos anos, não pode o CT deixar de atender às implicações que este tipo de comunicação tem junto dos consumidores.
9. O CT recomenda que a ERSE continue a melhorar esta comunicação pública, tornando-a mais objetiva, mais transparente e mais perceptível, tanto para os clientes e consumidores em mercado regulado como para os que já migraram para o regime de mercado.
10. Dos esclarecimentos prestados ao CT em 5 de novembro de 2020, a ERSE explicitou a *“metodologia utilizada no cálculo do impacte médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre”*. É entendimento do CT que a metodologia adotada, bem como algumas referências presentes no comunicado podem ser percecionadas como condicionante à formação dos preços no



mercado livre, por não atender aos critérios específicos seguidos em cada contrato. Sem prejuízo da autonomia da ERSE nos comunicados que produz, o CT recomenda que a ERSE evite este tipo de simulações.

B. Taxas de remuneração das empresas reguladas 2019 a 2021

1. No documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”, a ERSE refere que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2021 foi efetuado num momento excecional, provocado pela pandemia de COVID-19, e cujos efeitos nos mercados financeiros, de combustíveis, bem como nas previsões de procura, são difíceis de prever.
2. A este propósito, julga-se pertinente referir que os valores dos proveitos permitidos para 2021, e para as atividades das empresas reguladas, são calculados com base em pressupostos definidos para um conjunto de variáveis, entre as quais, para além da procura de energia elétrica analisada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, se destacam as seguintes pelo seu impacto no nível de proveitos:
 - a. Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB (Produto Interno Bruto);
 - b. Taxas de juro e *spreads*;
 - c. Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.
3. Na sequência da decisão da ERSE de prolongar o período regulatório até 31 de dezembro de 2021, as taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas, resultam, assim, da metodologia de indexação constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, sendo que, já no âmbito do RT, o impacto da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas se efetua à posteriori, através dos respetivos ajustamentos.

| Taxa de remuneração dos ativos | | | | | |
|---|---------|-------|---------|-------|---------|
| Metodologia e Parâmetros 2018-2020 | 2019 | | 2020 | | 2021 |
| | Tarifas | Final | Tarifas | Final | Tarifas |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização | 5,42% | 5,13% | 5,13% | 4,85% | 4,85% |
| Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%) | 5,67% | 5,38% | 5,38% | 5,10% | 5,10% |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM) | 5,17% | 4,88% | 4,88% | 4,60% | 4,60% |
| Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência | 5,92% | 5,63% | 5,63% | 5,35% | 5,35% |

Fonte: ERSE, Documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”



4. Através do quadro anterior, que identifica as taxas de remuneração finais para os anos de 2019 e 2020, e as taxas previstas para 2021, o CT regista a tendência verificada, em todas as rubricas, de diminuição expressiva daquelas taxas, considerado o período temporal em causa.
5. Atendendo ao enquadramento que serve de base ao cálculo das taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas, o CT relembra que o mecanismo de indexação em causa, conforme descrito pela ERSE no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*) que, a serem atingidos:
 - No caso do *cap*, é dado um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacto tarifário decorrente da remuneração de tais investimentos, onde a taxa de remuneração é superior em 4,00 p.p. ao do valor de partida;
 - No caso do *floor*, representa uma situação de risco de contexto mínimo, onde a taxa de remuneração é inferior em cerca de 1,00 p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação.
6. Neste sentido, o CT constata que as taxas de remuneração finais para o ano de 2020 e as previstas para o ano de 2021, se encontram acima do *floor* definido para o atual período de regulação em apenas 0,10 p.p., o que limita a continuação da tendência de diminuição até esse valor.
7. Finalmente, o CT salienta ainda as diferenças significativas que se registam entre as taxas consideradas para efeitos de tarifa e as taxas finais, para 2019 e 2020, com impacto nos proveitos permitidos através dos respetivos ajustamentos.

C. Taxas de juro e *spreads* a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos em 2021

1. O RT em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Torna-se relevante, portanto, a definição para 2021 do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2020 (t-1).
2. No documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”, a ERSE realiza uma análise às principais variáveis associadas à definição daquele *spread*, a partir da qual se pode concluir que:
 - É expectável a manutenção, por um período alargado de tempo, de *yields* historicamente baixas, permanecendo apenas neste ponto um cenário de alguma incerteza que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com ratings ainda baixos,
 - É reforçada a expectativa de que, no atual contexto, e ainda pelo facto da inflação média anual core (que não considera os preços de energia), se ter vindo a manter estável em níveis ligeiramente acima de 1% na zona euro, as taxas de juro de curto prazo na zona euro se venham a manter em níveis baixos por um período prolongado de tempo,
 - É expectável, tal como tem vindo a acontecer, e a acentuar-se nos últimos meses, verificar-se a diminuição do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade.
3. Face ao exposto, considerando e concordando com a análise realizada que leva à decisão da ERSE em manter o valor do *spread* para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, para 2020, em 0,50 pp (pontos percentuais), a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de setembro de 2020, igual ao *spread* do ano 2019 (que passa a ser o *spread* para t-2), o CT regista a diferença deste *spread* no setor do gás natural, superior neste último caso.

D. Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão, para 2021, de 49,52EUR/MWh para o custo médio de aquisição do CUR, o que se traduz num aumento de 6,36% face ao valor equivalente estimado para 2020, conforme indica o quadro seguinte.

Quadro: Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

| | 2020P em T2020 | 2020E em T2021 | 2021P em T2021 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh) | 61,33 | 46,56 | 49,52 |

Fonte: ERSE, Documento “Proposta de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, quadro 2-5

2. De acordo com a ERSE, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, de outros custos previstos, e dos resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contração em mercado a prazo de energia elétrica. Foram ainda refletidas as tendências observadas nos preços dos mercados de petróleo e do carvão.
3. Face aos valores em apreço, o CT regista a importante variação ocorrida entre o valor previsto de 2020 em Tarifas 2020 (61,33EUR/MWh) e o agora estimado, também para 2020, na atual proposta tarifária, para o custo médio de aquisição do CUR.
4. Tal variação parece refletir, em grande medida, os efeitos do surgimento abrupto da pandemia de COVID-19, e o respetivo impacto nos diferentes itens que definem o custo médio de aquisição do CUR, a saber, entre outros: a diminuição da procura de energia elétrica e a substancial redução nos mercados dos preços do petróleo e da energia elétrica; fatores que nem a estabilidade propiciada pelo mecanismo de leilões de aprovisionamento do CUR conseguiu contrariar.

E. Tarifas reguladas em 2021 no continente e nas RA

E.1. Tarifas de acesso às redes no continente (TAR)

1. As propostas de TAR apresentadas integram os custos da tarifa de uso global do sistema, que são fundamentalmente condicionados pelos custos de política energética e Interesse Económico Geral (CIEG), das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, e de ajustamentos de anos anteriores.
2. A proposta de tarifas de acesso às redes a aplicar no continente, apresentam, em termos médios, os aumentos que se indicam no quadro seguinte:

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2021

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|----------------------------|------|------|------|------|------|
| Tarifas de Acesso às Redes | 5,8% | 5,8% | 5,8% | 7,3% | 7,4% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021



3. Por nível de tensão e discriminação de componentes verificam-se os seguintes aumentos percentuais:

| Nível de Tensão | Energia | | | | Potência em Ponta | Potência Contratada |
|-----------------|---------|--------|--------|-------|-------------------|---------------------|
| | P | CH | V | SV | | |
| MAT | +4,7% | +5,4% | +4,5% | +4,5% | +4,4% | +13,9% |
| AT | +4,9% | +5,7% | +5,7% | +5,8% | +4,2% | +14,8% |
| MT | +5,7% | +5,9% | +4,1% | +4,3% | +4,1% | +11,4% |
| BTE | +9,9% | +10,7% | +2,9% | +3,2% | +2,4% | +7,5% |
| BTN -S | +9,3% | | | | | +7,6% |
| BTN-Bi | +9,4% | | +5,7% | | | |
| BTN-Tri <=20.7 | +8,6% | +8,9% | +5,7% | | | |
| BTN-Tri > 20.7 | +8,8% | +9,6% | +16,2% | | | |

Fonte: Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia.

4. O CT constata que existe um agravamento de todas as componentes do preço (energia + potências), sendo ainda de assinalar que ocorre um aumento mais substancial da potência contratada na MAT +13,9%, na AT +14,8% e na MT de 11,4%.
5. As tarifas de acesso propostas para 2021 comportam um aumento médio de 6,9% e vêm na sequência dum período de 5 anos, entre 2016 e 2020, em que a evolução média foi quase nula (-1,3%), como se indica e decorre dos valores do quadro seguinte:

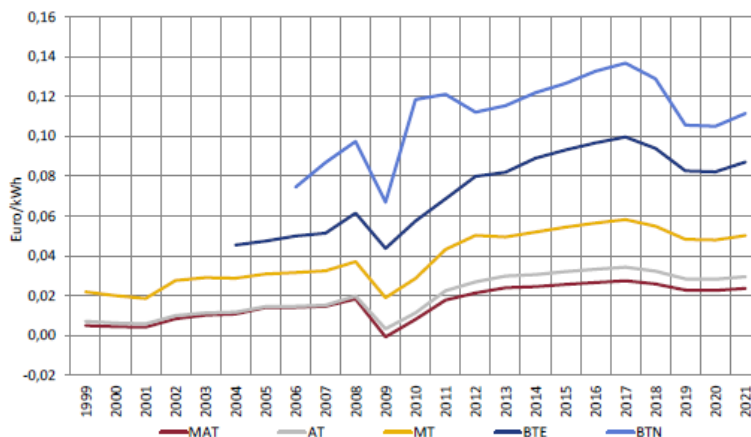
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Proposta 2021 |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| Acesso às redes | +6,2% | +4,7% | -4,4% | -14,3% | +1,3% | +6,9% |
| Uso das Redes | +2,3% | +3,9% | -11,7% | -4,6% | -5,1% | +1,6% |
| Uso Global do Sistema | +9,2% | +5,2% | +0,7% | -20,2% | +5,9% | +10,3% |

6. Importa, contudo, realçar que, como afirma a ERSE, "os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tiveram desde 1999 variações médias anuais reais de 7,3%, 6,7%, 3,8%, 3,9% e 2,7%, respetivamente, a preços constantes de 2020", pelo que a comparação entre os aumentos propostos e os valores verificados num período curto de anos recentes pouco infere para justificar os valores elevados das TAR.



7. A evolução verificada consta do gráfico e do quadro seguintes:

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

| | | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Variação média anual |
|-----|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------------|
| MAT | real | 100 | 88 | 83 | 168 | 203 | 214 | 280 | 280 | 292 | 365 | -15 | 162 | 354 | 425 | 477 | 487 | 510 | 529 | 546 | 515 | 453 | 450 | 471 | 7,3% |
| | nominal | 100 | 91 | 89 | 187 | 235 | 254 | 343 | 354 | 380 | 482 | -20 | 217 | 475 | 568 | 652 | 671 | 717 | 757 | 793 | 758 | 678 | 687 | 726 | 9,4% |
| AT | real | 100 | 88 | 82 | 140 | 160 | 165 | 205 | 207 | 214 | 279 | 46 | 159 | 316 | 379 | 420 | 430 | 450 | 467 | 482 | 454 | 400 | 398 | 415 | 6,7% |
| | nominal | 100 | 91 | 88 | 157 | 185 | 196 | 250 | 261 | 279 | 369 | 62 | 214 | 424 | 506 | 574 | 593 | 633 | 669 | 700 | 669 | 599 | 606 | 641 | 8,8% |
| MT | real | 100 | 91 | 85 | 126 | 133 | 131 | 141 | 144 | 148 | 169 | 87 | 131 | 197 | 229 | 226 | 237 | 248 | 257 | 265 | 250 | 220 | 219 | 229 | 3,8% |
| | nominal | 100 | 94 | 91 | 141 | 153 | 155 | 172 | 182 | 193 | 224 | 116 | 176 | 265 | 307 | 308 | 326 | 349 | 368 | 385 | 369 | 330 | 334 | 353 | 5,9% |
| BTE | real | - | - | - | - | - | 100 | 104 | 110 | 113 | 135 | 96 | 126 | 151 | 176 | 180 | 196 | 205 | 213 | 219 | 207 | 182 | 181 | 192 | 3,9% |
| | nominal | - | - | - | - | - | 100 | 108 | 117 | 124 | 151 | 109 | 144 | 171 | 198 | 208 | 228 | 243 | 257 | 269 | 257 | 230 | 233 | 250 | 5,5% |
| BTN | real | - | - | - | - | - | 100 | 117 | 131 | 90 | 159 | 163 | 151 | 155 | 164 | 170 | 178 | 184 | 173 | 142 | 141 | 150 | 150 | 2,7% | |
| | nominal | - | - | - | - | - | 100 | 120 | 137 | 95 | 170 | 173 | 159 | 168 | 179 | 189 | 202 | 211 | 202 | 168 | 170 | 183 | 183 | 4,1% | |

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

8. O aumento das TAR resulta principalmente do incremento em 10,3% da tarifa de UGS - que inclui os CIEG - cuja explicitação é desenvolvida em detalhe no ponto F. deste parecer, e ainda, em menor grau, das variações da tarifa de uso de redes de transporte e distribuição e da operação logística de mudança de comercializador, com os valores médios indicados no quadro seguinte:



Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

| Tarifa | Preço médio 2020 | Preço médio 2021 | Variação preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|--|--|--|----------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 198 mil € Quantidades: 46 298 GWh | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh | 0,8% | -0,9% | 1,8% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 0,0413 €/kWh Receitas: 1 913 903 mil € Quantidades: 46 298 GWh | 0,0459 €/kWh Receitas: 2 091 818 mil € Quantidades: 45 599 GWh | 11,0% | 10,3% | 0,6% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT | 0,0029 €/kWh Receitas: 6 799 mil € Quantidades: 2 382 GWh | 0,0028 €/kWh Receitas: 6 892 mil € Quantidades: 2 436 GWh | -0,9% | 3,5% | -4,2% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT | 0,0056 €/kWh Receitas: 245 206 mil € Quantidades: 43 916 GWh | 0,0058 €/kWh Receitas: 252 081 mil € Quantidades: 43 162 GWh | 4,6% | 3,3% | 1,3% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT | 0,0016 €/kWh Receitas: 68 807 mil € Quantidades: 43 916 GWh | 0,0016 €/kWh Receitas: 69 691 mil € Quantidades: 43 162 GWh | 3,1% | 2,1% | 0,9% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT | 0,0071 €/kWh Receitas: 260 176 mil € Quantidades: 36 785 GWh | 0,0073 €/kWh Receitas: 264 842 mil € Quantidades: 36 128 GWh | 3,6% | 2,7% | 0,9% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT | 0,0307 €/kWh Receitas: 660 338 mil € Quantidades: 21 515 GWh | 0,0312 €/kWh Receitas: 671 559 mil € Quantidades: 21 506 GWh | 1,7% | 0,5% | 1,2% |

Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são indicadas a verde.

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

9. A variação tarifária indicada neste quadro resulta da consideração de um preço da energia 20% mais baixo que o de referência de 2020.
10. Isto decorre da sua projeção para 2021 tomando por referência o valor verificado este ano - muito influenciado pelo efeito da redução do consumo em consequência da pandemia - que poderá não se verificar caso ocorra a retoma económica prevista.

E.1.2 Notas finais

1. Conforme o CT alertou no seu [parecer](#) de 11 de novembro de 2018, “o facto de as medidas mitigadoras com carácter extraordinário, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, ao diminuírem os proveitos permitidos apenas num determinado ano, geram um agravamento tarifário da mesma dimensão nos anos subsequentes, porque nesses anos os proveitos permitidos são repostos para o nível que se verificava antes da aplicação da medida em causa”, o agravamento das TAR vem dar razão a esse mesmo alerta.
2. Com efeito, após a diminuição das TAR em 2018 e 2019 e de se ter registado o seu aumento moderado em 2020, constata-se, para 2021, um aumento mais significativo, situação que, associada aos efeitos decorrentes da pandemia do Covid 19, o CT considera ter consequências gravosas para a economia e para as famílias.

E.2. Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) no continente

6. A proposta de TTVCF no continente, designadas de transitórias por se prever a sua eliminação e substituição por fornecimentos em mercado liberalizado, não são aumentadas em 2021 relativamente ao preço médio de 2020, a qual incorpora a revisão em baixa de energia em abril de 2020, como indicado no quadro seguinte:

**Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2021**

| | MT | BTE | BTN |
|---|------|------|------|
| Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

7. A manutenção do valor das tarifas transitórias é conseguida pelo efeito da redução da tarifa de energia, que compensa o aumento dos CIEG, no âmbito das tarifas de acesso às redes.
8. As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso, a vigorarem em 2021, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 9807/2020, de 12 de outubro.

E.3. Tarifas de venda nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira

1. A proposta de evolução das tarifas da energia elétrica para 2021 relativamente a 2020, apresenta os seguintes valores:

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2021

| | MT | BTE | BTN |
|------------------------------------|-------|-------|------|
| Tarifas de Venda a Clientes Finais | -6,7% | -2,4% | 0,0% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2021

| | MT | BTE | BTN |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| Tarifas de Venda a Clientes Finais | -4,8% | -2,2% | -0,8% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

2. Os valores propostos para as tarifas nas regiões autónomas aplicados como resultante da convergência tarifária, apresentam o efeito desta medida conforme quadro seguinte:

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Sem convergência | Com convergência |
|------------------------------------|------------------|------------------|
| Região Autónoma dos Açores | 55,0% | -2,1% |
| Região Autónoma da Madeira | 46,0% | -1,8% |

Fonte: ERSE, proposta de TeP para 2021

E.4. Tarifas de acesso à mobilidade elétrica

7. Quanto à mobilidade elétrica, a proposta de 2021 para os utilizadores de veículos elétricos UVE relativamente a 2020, contempla as seguintes evoluções de tarifas:



| Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------|--------|------|--------------------|---------------------|---------------------|--------|-------|--|
| Energia ativa em BT | | | | 2020 | T2021 | | Energia ativa em MT | | | |
| Preço | | (EUR/kWh) | | | Preço | | (EUR/kWh) | | | |
| Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,1933 | 0,2097 | 8,5% | Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 0,1656 | 0,1812 | 9,4% | |
| | Horas cheias | 0,0838 | 0,0909 | 8,5% | | Horas cheias | 0,0570 | 0,0633 | 11,1% | |
| | Horas de vazio | 0,0396 | 0,0418 | 5,6% | | Horas de vazio | 0,0325 | 0,0348 | 7,1% | |
| Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,1081 | 0,1179 | 9,1% | Tarifa Bi-horária | Horas fora de vazio | 0,0811 | 0,0901 | 11,1% | |
| | Horas de vazio | 0,0396 | 0,0418 | 5,6% | | Horas de vazio | 0,0325 | 0,0348 | 7,1% | |

Fonte: Proposta de TeP para 2021 e TeP de 2020

8. As tarifas de fornecimento de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica apresentam aumentos em linha com os das restantes tarifas de acesso.

E.5. Tarifas do autoconsumo

1. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, nos termos do art.º 2.º, alínea d), define o autoconsumo como “o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável”. Por outras palavras, trata-se da produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis, dentro das instalações de utilização, sejam elas a habitação, espaços comerciais ou outras empresas.
2. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo.

E.5.1 Enquadramento regulamentar

1. Em Portugal, o regime do autoconsumo foi recentemente alterado, com a publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que consagrou a transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.
2. Deste novo regime destacam-se as seguintes novidades:
 - a. criação da figura do autoconsumidor coletivo, que permite que pelo menos dois autoconsumidores individuais se juntem para produzir e partilhar energia;
 - b. simplificação dos processos de registo e licenciamento de unidades de produção para autoconsumo;
 - c. criação das comunidades de energia renovável;
 - d. simplificação do processo de autorização de instalação de unidades de produção para autoconsumo em prédios constituídos em propriedade horizontal.
3. No que respeita à regulamentação do autoconsumo importa ainda salientar o Regulamento da ERSE n.º [266/2020](#), publicado a 20 de março, que aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, e a Diretiva da ERSE n.º [5/2020](#), publicada a 20 de março, que aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em 2020.



E.5.2 - Tarifas reguladas específicas do autoconsumo

1. O quadro abaixo replicado explicita a tarifa regulada de acesso às redes, aplicável ao autoconsumo através da RESP, que se aplica quando a unidade de produção de autoconsumo (UPAC) utiliza a RESP para a condução da energia produzida na unidade de produção para uma instalação de utilização (IU).

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo

| Tarifa | Abreviatura | Aplicada por | Paga por | Objeto | Observações |
|---|-------------------|--|--|-------------------------------------|---|
| Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP | TAR _{AC} | Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM | Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores | Uso das redes e serviços associados | Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

2. A coberto do princípio do utilizador pagador, as IU abastecidas por UPAC que utilizem a RESP para veicular energia elétrica estão obrigadas ao pagamento de TAR correspondentes ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU.
3. A dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial, dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.
4. Os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo a montante não estão concretizados no diploma que estabelece o regime do autoconsumo. A ERSE, aquando da elaboração do Regulamento do Autoconsumo, optou por equiparar, por simplificação, as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão em termos de preços das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.
5. O CT considera que foi uma boa solução manter para 2021 a opção tomada em 2020, de equiparar as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão de fluxo.

E.5.3 Isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo

1. A recente alteração do regime jurídico do autoconsumo, consagrada pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, possibilitou a criação de um regime de isenção, parcial ou total, de pagamento dos CIEG nas tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar até 15 de setembro de cada ano, o regime de isenções a vigorar a partir de 2021.
2. Posteriormente, o Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, estabeleceu isenções ao pagamento dos encargos com os CIEG, para o autoconsumo na modalidade coletiva e individual. Estabelece este despacho que as isenções serão válidas por um período de 7 anos para os projetos de autoconsumo individual (50% de isenção) e coletivo (100% de isenção) que utilizem a RESP. Poderão beneficiar deste regime de isenção todos os projetos de autoconsumo que reúnam as condições necessárias para iniciar exploração até dezembro de 2021.
3. No que respeita a esta matéria, o CT sublinha o princípio consagrado no artigo 18.º, n.º 6: “A parte dos CIEG a deduzir deve ter em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional.”

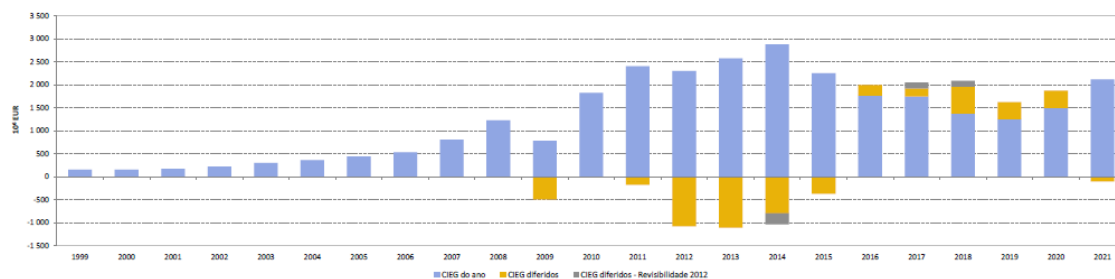


4. Como é notório nesta proposta de TeP, o peso dos CIEG nas tarifas de acesso às redes é elevado, sendo que, como já foi alertado anteriormente por este Conselho no âmbito do [parecer](#) à 82.ª CP, a garantia da sustentabilidade financeira do SEN, presente e futura, determina que os montantes de deduções totais ou parcelares de CIEG que beneficiem os autoconsumidores sejam suportados pelos consumidores que se abastecem exclusivamente da RESP.
5. O CT reforça as recomendações constantes do parecer da ERSE sobre o projeto de Despacho que prevê a isenção de CIEG nas tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, de maio de 2020, nomeadamente, “que a isenção de pagamento de CIEG a determinados consumidores implica uma redistribuição desses custos pelos outros consumidores, afetando as tarifas de acesso às redes aplicáveis. Na ausência de fontes de financiamento alternativas para suportar isenções de pagamento de CIEG, o impacto tarifário para os restantes consumidores de eletricidade pode ser significativo”.
6. O CT considera essencial a quantificação e a avaliação do impacto desta medida nas tarifas de acesso às redes, pagas pelos consumidores em geral, por forma a acautelar-se a sustentabilidade financeira a longo prazo do SEN, tal como expresso no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, bem como e a verificação de uma justa redistribuição dos CIEG por todos os utilizadores da RESP.

F. Evolução dos CIEG

6. Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG), influenciam significativamente a evolução das tarifas de energia elétrica.
7. Como se pode verificar na figura abaixo, em 2015 iniciou-se uma tendência de diminuição destes custos, que se manteve até 2019, voltando a aumentar agora em 2020 e 2021.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE Proposta de TeP para 2021

8. O CT nota, para o ano de 2021, a inversão da tendência de decréscimo dos CIEG que se vinha a verificar entre 2016 e 2019.

**Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021**

| | Unidade: Milhares de euros | | |
|--|----------------------------|------------------|--------------------|
| | 2020 | 2021 | Variação 2021/2020 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 1 493 608 | 2 105 990 | 41,0% |
| Sobrecusto da PRE | 883 679 | 1 501 028 | 69,9% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | -433 | -74 243 | |
| Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa | 289 045 | 381 795 | 32,1% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 263 622 | 258 248 | -2,0% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 126 089 | 121 507 | -3,6% |
| Terrenos das centrais | 12 349 | 12 296 | -0,4% |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 14 452 | 1 940 | -86,6% |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 0 | 0 | - |
| ERSE | 6 611 | 6 650 | 0,6% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 429 | 432 | 0,8% |
| Autoridade da Concorrência | 389 | 377 | -3,3% |
| Tarifa Social | -102 623 | -104 039 | |
| Alisamento dos custos da PRE | 376 485 | -101 230 | -126,9% |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | 1 870 093 | 2 004 761 | 7,2% |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 134 020 | 133 768 | -0,2% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 606 | 34 540 | -0,2% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 99 414 | 99 227 | -0,2% |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | -69 128 | -47 417 | |
| Diferencial extinção TVCF | -4 070 | -1 309 | |
| Sobreproveito | -2 132 | -2 255 | |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 58 690 | 82 787 | 41,1% |
| Total CIEG e Sustentabilidade | 1 928 783 | 2 087 547 | 8,2% |

Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

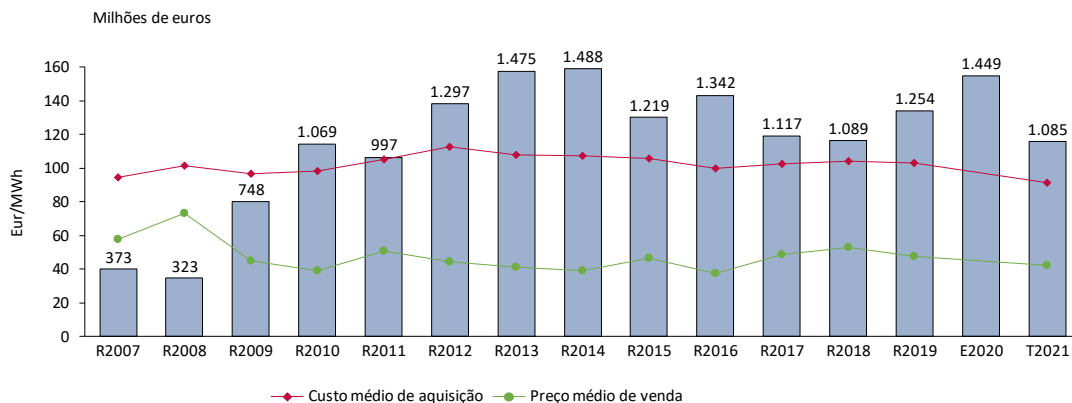
2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

9. Relativamente à proposta de tarifas e preços para 2021, o CT constata que a variação dos CIEG, entre 2020 e 2021, representa um aumento de 41%, resultante, em grande parte, do sobrecusto da PRE (+70%).
10. No entanto, o impacto global para a fixação de tarifas para 2021 situa-se em +8,2%, para o que contribuíram: uma redução significativa dos custos com a garantia de potência (revogação da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, através da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro), a revisibilidade dos CMEC e o alisamento dos custos da PRE.

F.1. Diferencial do custo da PRE

9. O diferencial de custo da PRE com a remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia, por parte do Comercializador de Último Recurso (CUR), e a receita da sua venda no mercado organizado. Este diferencial é recuperado na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.
10. A figura seguinte apresenta a evolução do valor real do diferencial do custo da PRE do ano, no período de 2007 a 2019, sendo que, no que diz respeito aos anos de 2020 e 2021, os valores apresentados se referem a estimativas da ERSE.

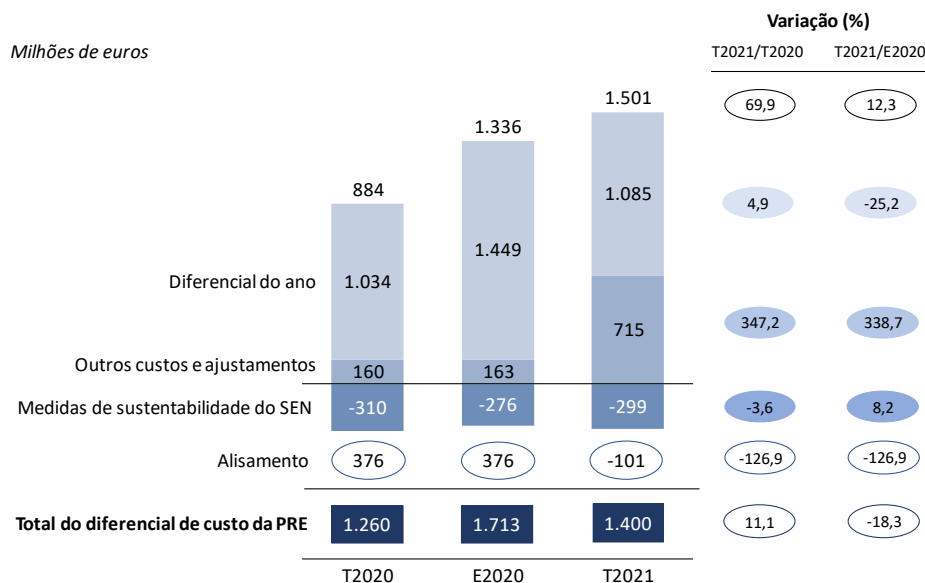


Notas:

(1) Fonte da informação: Anexos aos documentos anuais das tarifas, relativos aos proventos e ajustamentos tarifários

(2) Na estimativa do diferencial de custo da PRE de 2020, constante da proposta de tarifas para 2021, não é apresentada a previsão do fornecimento da PRE, não sendo possível determinar o custo médio de aquisição e o preço médio de venda

11. O CT destaca a previsão do regulador para 2021, que retoma a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e realça a expectativa da ERSE, que refere que “os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual do sobrecusto nos produtores existentes, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Adicionalmente, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida abaixo dos atuais preços de mercado poderá acentuar este comportamento”.
12. É de notar que o diferencial de custos com a PRE, para além do custo do próprio ano, incorpora:
- Os custos de funcionamento e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos da tarifa de acesso à rede de transporte a suportar pelos produtores em regime especial;
 - Os ajustamentos definitivos do ano t-2 e os provisórios do ano t-1;
 - As medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, incluindo o mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
 - O diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e no Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.
13. Na figura seguinte pode observar-se a variação do valor total do diferencial de custo da PRE considerado nas tarifas de 2020 e 2021, rúbrica integrada nos CIEG.



14. O CT destaca a redução significativa, em cerca de 25%, da estimativa do valor do diferencial do sobrecusto da PRE do ano, entre 2020 e 2021, resultado da descida acentuada do preço de venda em mercado em 2020. No entanto, verifica-se um crescimento no valor total do diferencial, excluindo o montante de alisamento, uma vez que em 2021 se reflete o ajustamento tarifário de 2020 e o acerto do ajustamento de 2019, de acordo com o definido no Regulamento Tarifário.

F.2. Custos dos CMEC

13. Os CMEC foram estabelecidos designadamente através do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelecendo que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, concessionária da rede de transporte (REN) ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.
14. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE cessados que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.
15. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154M€, a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5M€. Os valores foram homologados por despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.
16. Por outro lado, no processo de fixação de tarifas a partir de 2019, a ERSE contempla o Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018¹¹¹, onde se declarou a “nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator

¹¹¹ Como resulta do despacho de 4 de outubro de 2018, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).



referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”

17. O montante apurado referente a CMEC, a devolver aos consumidores no que respeita à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais em causa, foi fixado no valor de 285M€, devolução a ser efetuada anualmente por via tarifária, com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.
18. No seguimento do ponto anterior, o CT constata que a ERSE continua a aplicar o plano definido inicialmente abatendo, nas tarifas para 2021, o valor de 86,48M€, a título de devolução referente à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2021

| Unidade: 10 ³ EUR | |
|---|----------------|
| Ano 2021 | |
| Parcela Fixa | |
| Renda anual - valor inicial | 67 532 |
| Desvios faturação | -3 360 |
| Parcela de Acerto | |
| Devolução de valores do passado | -86 480 |
| Reversão serviços sistema | -72 900 |
| Regularização ajustamento parcela acerto | -1 336 |
| Renda anual - ajustamento final | 18 948 |
| Desvios faturação | 3 268 |
| Parcela de alisamento | |
| Desvios de faturação t-1 - parcela fixa | -12 753 |
| Desvios de faturação t-1 - parcela acerto | 12 837 |
| Total | -74 243 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021”

19. O valor final apurado de 74,2M€, a devolver aos consumidores, reflete, para além dos desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado, o valor de 72,9M€ relativos a serviços de sistema, respeitante à revisibilidade de 2015 (nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro).
20. O CT considera que a ERSE deveria adotar uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021, mormente pela certeza jurídica do valor de 72,9M€ a devolver.
21. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Quadro 4-41 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

| | Unid: 10 ⁶ EUR | | | | |
|---|---------------------------|-------------|-------------|-----|-------------|
| | Valores previstos | | | | |
| | T2021 | T2022 | T2023 | ... | T2027 |
| Parcela fixa - renda valor inicial CMEC | 67,5 | 67,5 | 67,5 | ... | 67,5 |
| Parcela de acerto - Devolução de valores do passado | -86,5 | -21,9 | | ... | |
| Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC | 18,9 | 18,9 | 18,9 | ... | 18,9 |
| Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1 | | | | ... | |
| Total | 0,0 | 64,6 | 86,5 | ... | 86,5 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021”



22. O CT destaca a retoma dos CMEC como custo do sistema que impacta as tarifas, a partir de 2022, após o fim do período de devolução “neutral”, determinado na sequência do despacho do Secretário de Estado de Energia, mencionado no ponto 4.
23. Nesse sentido, o CT releva a perspectiva quantitativa desta importante rubrica dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento.
24. Como nota complementar, o CT regista não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, esta foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas para o ano de 2019, tendo a ERSE referido, na sua resposta aos comentários do CT em dezembro de 2018 *“não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia”*.
25. Por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas, por valores ou encargos determinados posteriormente por falta de atempada homologação, o CT recomenda à ERSE que procure fechar definitivamente esta questão da revisibilidade de 2017.

F.3. Diferencial do custo dos CAE

17. A REN Trading exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados como agente comercial, colocando em mercado a energia elétrica produzida pelas centrais em apreço, nos termos dos respetivos CAE.
18. A diferença entre os custos definidos pelos CAE, e as receitas da venda em mercado da energia produzida, corresponde ao diferencial de custo com os CAE, individualizado na atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de uso global do sistema, que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.
19. Atualmente, são detentores de CAE não cessados, a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia, e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.
20. O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta da soma das seguintes parcelas:
 - d) Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
 - e) Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro;
 - f) O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
21. O incentivo comporta duas vertentes:
 - (i) o incentivo associado à margem operacional libertado com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção (I_{CAE});
 - e
 - (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais (P_{AM}).Os custos de funcionamento da atividade de compra e venda de energia elétrica (CVEE) do agente comercial são incorporados no incentivo I_{CAE} no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.
22. Adicionalmente, salienta-se que, no presente processo tarifário, está também em apreciação pelo CT uma proposta de alteração aos incentivos do agente comercial, que visa responder ao fim do CAE da Tejo Energia, em 2021, e às potenciais alterações das quantidades de gás natural a serem consumidas



pela central da Turbogás até ao final do seu CAE, no primeiro trimestre de 2024. O CT dará [parecer](#) autónomo a esta proposta.

23. O acréscimo do montante respeitante a ajustamentos resultantes de desvios de anos anteriores contribui para a variação de +32,1% desta componente dos CIEG, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

| | | Unidade 10 ⁶ EUR | |
|-----------------------|---|-----------------------------|--------------|
| | | Tarifas 2020 | Tarifas 2021 |
| A = 1 + 2 - 3 | Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE | 193 340 | 224 594 |
| 1 | Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE | 517 612 | 417 633 |
| 2 | Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE | 7 303 | 7 540 |
| 3 | Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE | 331 574 | 200 579 |
| B = 4 + 5 + 6 + 7 | Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial | 1 215 | 1 347 |
| | Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido) | 1 187 | 1 315 |
| 5 | Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica | 27 | 31 |
| 6 | Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações | 14 | 19 |
| 7 | Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica | 4,88% | 4,60% |
| C | Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1 | -53 416 | -112 508 |
| D | Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1 | 0 | 0 |
| E | Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | -41 441 | -43 346 |
| F = A + B - C - D - E | Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS | 289 413 | 381 795 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 52

F.4. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

6. O peso dos CIEG incluídos na formação das Tarifas de Acesso de Redes (TAR) mantém-se em proporções elevadas, próximas do que verifica nas tarifas de 2020, uma vez que, consoante o nível de tensão, o seu peso no valor das mesmas oscila entre 61 e 75%, conforme indicado no quadro seguinte, face a uma oscilação entre 69 e 75% verificada nas tarifas de 2020.

Quadro 4-32 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / Tarifas de Acesso) |
|--|------------------------------|
| MAT | 75% |
| AT | 68% |
| MT | 63% |
| BTE | 64% |
| BTN > 20,7 kVA | 61% |
| BTN ≤ 20,7 kVA | 66% |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

7. No quadro que se segue apresenta-se a repartição de cada um dos CIEG pelos diferentes níveis de tensão e tipo de fornecimento, decorrente da aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, para determinação das tarifas de 2021.



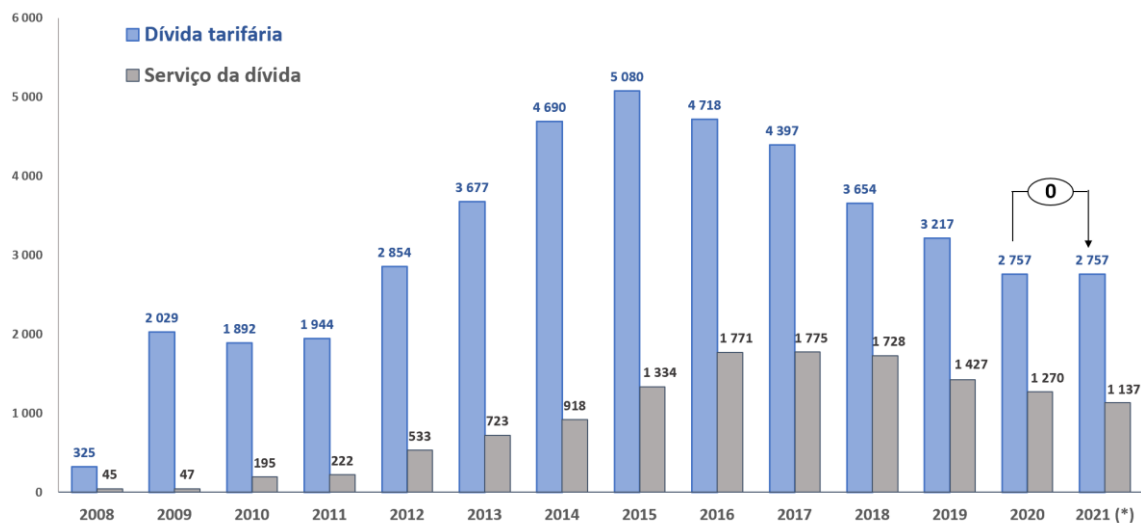
Quadro 3-6 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

| Unidades: milhões de euros | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTN≤ | TOTAL |
|--------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|----------------|----------------|
| Sobrecusto PRE (DL90/2006) | 0,0 | 0,0 | 3,8 | 5,5 | 10,1 | 925,2 | 944,6 |
| Sobrecusto PRE (não DL90/2006) | 14,6 | 38,6 | 94,7 | 24,2 | 21,1 | 261,9 | 455,2 |
| Sobrecusto dos CAE | 15,7 | 55,5 | 208,8 | 71,3 | 42,3 | -11,8 | 381,8 |
| CMEC | -1,2 | -2,4 | -9,1 | -3,0 | -3,6 | -54,9 | -74,2 |
| Garantia de potência | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,1 | 0,1 | 0,7 | 1,9 |
| Sobrecusto RAS | 9,0 | 35,9 | 134,7 | 46,2 | 23,5 | -127,8 | 121,5 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 7,1 | 20,6 | 42,9 | 9,4 | 5,8 | 47,9 | 133,8 |
| Ajust. de aquisição de energia | -2,5 | -7,3 | -15,2 | -3,3 | -2,1 | -17,0 | -47,4 |
| Diferencial extinção TVCF | -0,1 | -0,2 | -0,4 | -0,1 | -0,1 | -0,5 | -1,3 |
| Sobreproveito | -0,1 | -0,3 | -0,7 | -0,2 | -0,1 | -0,8 | -2,3 |
| Terrenos | 0,7 | 1,9 | 3,9 | 0,9 | 0,5 | 4,4 | 12,3 |
| PPEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 43,3 | 142,6 | 464,0 | 151,0 | 97,6 | 1 027,4 | 1 925,9 |

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021

G. Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto), bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado “serviço da dívida tarifária” (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2021, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)


Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

4. A proposta de tarifas e preços para 2021 interrompe o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016¹¹², propondo a manutenção do volume de dívida em cerca de 2.757M€.
5. Tal resulta essencialmente da correspondência entre o montante de diferimento do sobrecusto da PRE de 2021 e os montantes de amortização do sobrecusto da PRE de 2017 a 2020 e da amortização do défice criado com o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, num montante de 1.104M€.

H. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, assumindo a forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias definidas para cada atividade.
2. As previsões em que assentam os proveitos permitidos têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2021, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas, e ainda os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2021.
3. As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.
4. Fruto da própria natureza exógena dos CIEG que escapam ao quadro de decisões diretas do regulador, bem como pelo elevado montante que têm sistematicamente assumido ao longo dos últimos anos, é

112

| Anos | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|------|------|------|------|------|
| <i>Redução da dívida tarifaria (M€)</i> | 362 | 321 | 743 | 436 | 461 |



com particular atenção que o CT tem procurado acompanhar aquilo que se tem vindo a designar por “medidas mitigadoras”.

5. As medidas mitigadoras advêm de decisões das instâncias superiores e são suportadas por quadro normativo especificamente produzido para o efeito. O seu principal objetivo é procurar reduzir o volume de custos do sistema, através da identificação e consignação de receitas a reverter para o SEN.
6. O CT considera que seria útil encontrar, com facilidade, um quadro que resuma e sistematize o conjunto das medidas mitigadoras previstas em cada ano, seu montante estimado, a sua origem normativa, bem como um apanhado do que efetivamente foi concretizado no ano anterior.
7. Não foram raras as vezes que medidas incorporadas no exercício tarifário acabaram por não se aplicar ou produzirem efeitos muito aquém do previsto, provocando uma indesejada necessidade de ajustamentos posteriores.
8. O CT constata que, mais uma vez, essa informação não está centralizada na proposta apresentada para 2021.
9. Em resposta ao pedido específico do CT sobre essa matéria, a ERSE elaborou o quadro seguinte ¹¹³:

| | 2 019 | | 2019T | | Unidade: Milhares de euros | | Observações | Origem normativa |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------------------|---|--|------------------|
| | 2019 | 2019T | 2020T | 2021T | | | | |
| Revisão do mecanismo previsto no DL 74/2013 | 17 890 | 41 000 | 56 192 | 30 200 | | | Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho e Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro | |
| Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que reverterem para o SEN | 153 551 | 163 362 | 149 687 | 125 036 | | | Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março (revogado), Decreto-Lei n.º 10/2019, de 7 de dezembro (revogado) e Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril | |
| Compensação dos produtores eólicos resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial | 28 148 | 27 416 | 27 387 | 0 | | | Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro | |
| Transferência decorrente do FSSSE | 155 594 | 154 000 | 51 966 | 137 500 | | | Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro | |
| Receitas adicionais no âmbito do CELE | | 35 000 | | | | Este valor, relativo às transferências do CELE incluídos em Tarifas 2019, foi efetivamente reconhecido no valor real de 2018 relativo às receitas dos leilões de licenças de emissão de CO2 com efeitos em Tarifas 2020. | Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, Artigo 17.º, número 6, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro (posteriormente substituído pelo Artigo 23.º, número 5, do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril) | |
| 50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e adicionamento de CO2 | 0 | 0 | 10 896 | 0 | | Valor implícito nas transferências do CELE | Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, alterado pela Lei n.º 82 -D/2014, de 31 de dezembro, e Portaria n.º 6-A/2019, de 4 de janeiro | |
| Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN | 0 | 0 | 13 834 | 6 009 | | | Decreto-Lei n.º 143/2010, de 31 de dezembro, cuja última alteração foi introduzida pelo Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto | |
| Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis | 0 | 140 000 | 0 | 0 | | | Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro | |
| Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção para energia solar fotovoltaica | 0 | 0 | 368 | 0 | | | Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de dezembro de 2019 | |
| Reversão do valor apurado por situação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle | | | | 72 900 | | | Comunicação da DGEG - Informação n.º 89/DGEG, de 12 outubro de 2020 | |
| Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento | | | | 14 200 | | | Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro | |
| Redução gradual do regime de interruptibilidade | | | | 16 210 | | Decorrente do regime do autoconsumo e de isenção de CEG (Despacho n.º 6453/2020, de 5 de junho) e de possíveis imposições europeias, que permitam alterações ao atual regime de interruptibilidade no sentido da sua redução. | | |
| TOTAL medidas de contenção tarifária | 355 183 | 560 777 | 310 329 | 402 056 | | | | |

10. Na posse destes elementos, o CT constata a substancial diferença entre o montante concretizado em 2019 face ao inscrito no respetivo exercício previsional na fixação de tarifas, uma vez que, de conhecimento do CT, mais de um terço das receitas não foram recebidas.
11. O CT reitera a importância de efetiva concretização das medidas mitigadoras incluídas nas tarifas de cada ano, dada a sua importância para a sustentabilidade económica do SEN.
12. Por fim, sugere o CT que a ERSE torne mais visível o grau de concretização de cada medida mitigadora para uma transparente e necessária responsabilização dos seus proponentes.

¹¹³ Resposta da ERSE, de 5 de novembro de 2020, ao Conselho Tarifário.



- I. Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013**
1. O Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que prevê a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).
 2. Este diploma legal, na sua redação em vigor, estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre *“o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços”*, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.
 3. A Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia. É também através desta Portaria que se estabelece o procedimento de elaboração do estudo a efetuar pela ERSE e se operacionaliza o mecanismo de cálculo do valor do pagamento por conta e da compensação devida, a final, pelos produtores que tenham benefícios não expectáveis decorrentes dos eventos extramercado identificados.
 4. A mesma portaria, estabelece, ainda, a forma de dedução aos CIEG dos valores a suportar, em função dos resultados do estudo da ERSE, pelos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial definido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.
 5. O n.º 3 do art.º 3.º do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, introduziu a possibilidade de, sob proposta da ERSE, o membro do Governo responsável pela área da energia poder estabelecer, para cada ano, através de Despacho, um valor de pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.
 6. O Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, determina no seu ponto 1 que, *“O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2019 assume os seguintes valores:*
 - a. *2,71€/MWh, para os produtores de energia elétrica que explorem centros electroprodutores com tecnologia de carvão;*
 - b. *4,18€/MWh, para os produtores de energia elétrica que explorem centros electroprodutores com as restantes tecnologias abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação.”*
 7. A determinação dos valores definitivos é concretizada com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE, sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia.
 8. Para efeitos da elaboração do estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.
 9. Assim, em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que determina as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020:



- a. A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
 - b. A contribuição extraordinária sobre o setor energético, nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
 - c. A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.
10. Nos termos das suprarreferidas disposições legais, a ERSE apresentou ao CT em 2020 uma proposta de estudo sobre o impacto de eventos extramercado em 2019, em que considerou dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna:
- i. um cenário base, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa, os efeitos do regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social;
 - e,
 - ii. um cenário alternativo, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta.
11. A 29 de maio de 2020, o CT emitiu [parecer](#) sobre a proposta de estudo da ERSE, abordando apenas o cenário base, uma vez que era o único que estava de acordo com o legal e regulamentarmente estabelecido.
12. O Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.
13. De acordo com o preâmbulo do referido despacho:
- “Na sua proposta, a ERSE identifica como único evento extramercado externo ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), passível de influenciar o preço do mercado e as receitas dos diferentes produtores portugueses, as medidas fiscais sobre os centros eletroprodutores em Espanha.*
- Por outro lado, foram identificados como eventos extramercado internos ao SEN, que afetam exclusivamente os centros eletroprodutores em Portugal, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade a partir do carvão e do gás natural, a contribuição extraordinária sobre o setor energético e a tarifa social de eletricidade.*
- Tendo a ERSE procedido à apresentação da respetiva proposta, importa, agora, estabelecer o valor dos mencionados pagamentos por conta a aplicar em 2020”.*
14. Nesse sentido, o Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, vem determinar o pagamento por conta a vigorar durante o ano de 2020:
- “a) O pagamento por conta a aplicar para o ano de 2020 assume o valor de 2,24€/MWh, por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público;*
- b) O valor referido no número anterior aplica-se a todos os produtores de energia elétrica que explorem centros eletroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados”.*



15. O Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, veio determinar o valor final relativo ao ano 2019, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime de ISP, determinando assim um valor de 2,24€/MWh para as centrais hídricas, a gás e PRE em mercado e de 0,68€/MWh para as centrais a carvão, optando por manter o critério de definição dos eventos extramercado internos alinhado com o que se encontrava subjacente à definição do pagamento por conta para 2019 (no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro).
16. Por seu turno, o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, veio determinar a consideração também da tarifa social e da CESE como eventos extramercado internos a incluir no estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020.
17. Na proposta tarifária para o ano de 2021, a ERSE considera como único evento extramercado interno ao SEN para os anos de 2019, 2020 e 2021 o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP).
18. O CT solicita que seja explicitado o fundamento para a opção tomada pela ERSE de não consideração do Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, para a fixação de tarifas de 2021, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos a esta componente que afeta os proveitos permitidos.
19. A exemplo de anos anteriores, o CT considera que a ERSE deveria adotar uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021.

J. Estrutura tarifária do setor elétrico

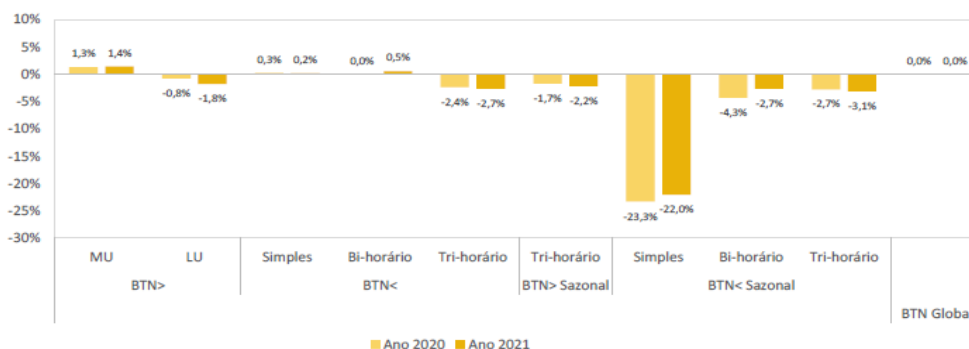
J.1. Aditividade tarifária

- a. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.
- b. A legislação consagra os princípios aplicáveis ao cálculo das tarifas e respetiva estrutura, considerando, entre outros, o princípio da «inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária».
- c. O princípio da aditividade tarifária é aplicado na definição das tarifas transitórias de venda a clientes finais através de preços que resultam da adição dos preços das tarifas aplicáveis, por atividade, em cada nível de tensão e opção tarifária, aos clientes do CUR, nomeadamente:
 - i. tarifa de energia;
 - ii. tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC);
 - iii. tarifa de uso global do sistema;
 - iv. Tarifa de uso da rede de transporte;
 - v. tarifas de uso da rede de distribuição;
 - vi. tarifa de comercialização.
- d. Complementarmente, o RT do Setor Elétrico estabelece mecanismos de convergência para tarifas aditivas que, segundo a ERSE, “*tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente*”. Este processo depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, e por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.
- e. A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas

aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4.º e pelo n.º 10 do art.º 5.º, ambos da Portaria nº 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos últimos cinco anos.

- f. No âmbito do mecanismo de convergência tarifária a ERSE definiu para a BTN, no continente e em 2021, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,2% face ao preço em vigor no final do ano de 2020, com exceção dos termos de potência contratada, para os quais se estabeleceu, como limite máximo, a variação de preço que resulta da tarifa de acesso às redes.
- g. Segundo a ERSE, este tratamento diferenciado para a potência contratada teve em conta a necessidade de não deteriorar demasiado o processo de convergência para as tarifas aditivas.
- h. No entanto, verifica-se que a aditividade plena por opção e termo tarifário não foi ainda atingida. Com efeito, constata-se que apenas na BTN< Simples e na BTN< sazonal simples e bi-horária, se verificou uma aproximação à aditividade total, sendo que nas restantes opções se registou um agravamento da distorção, face a 2020, como se pode observar no gráfico seguinte.

Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN

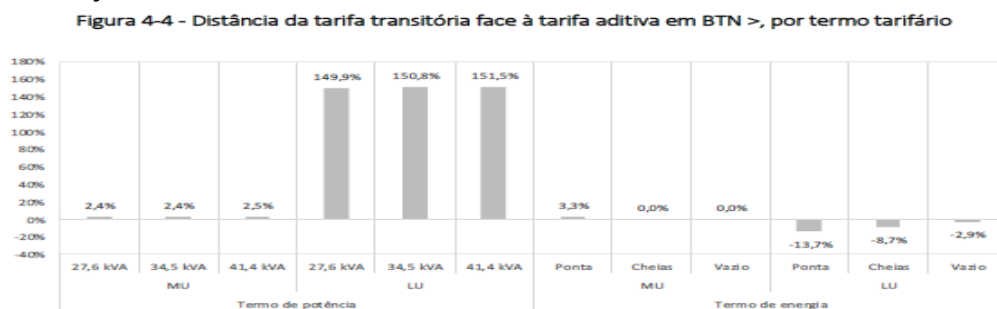


Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021: Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 42

- i. Por outro lado, o CT não entende a evolução da diferença entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, nos anos de 2020 e 2021, nomeadamente no termo de potência contratada da opção de BTN> LU. Com efeito, nas tarifas de 2020, nesta componente, a tarifa transitória situava-se cerca de 150% acima da tarifa aditiva, conforme se apresenta no gráfico da *figura 4-4 - Tarifas 2020*. Acresce ainda que, nas tarifas de 2021, a ERSE define uma redução da tarifa aditiva (de cerca de -57%) significativamente superior à redução da tarifa transitória (de cerca de -26%), como se observa na *figura 4-4 – Tarifas 2021*. Assim, seria de esperar um aumento da diferença entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, o que não se verifica, de acordo com a *figura 4-5 – Tarifas 2021*, em que esta distância se reduz para cerca de 74%.

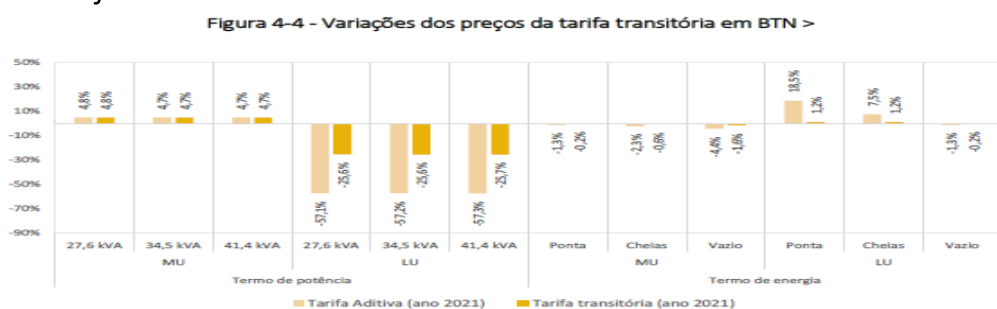


Figura 4-4 – Tarifas 2020



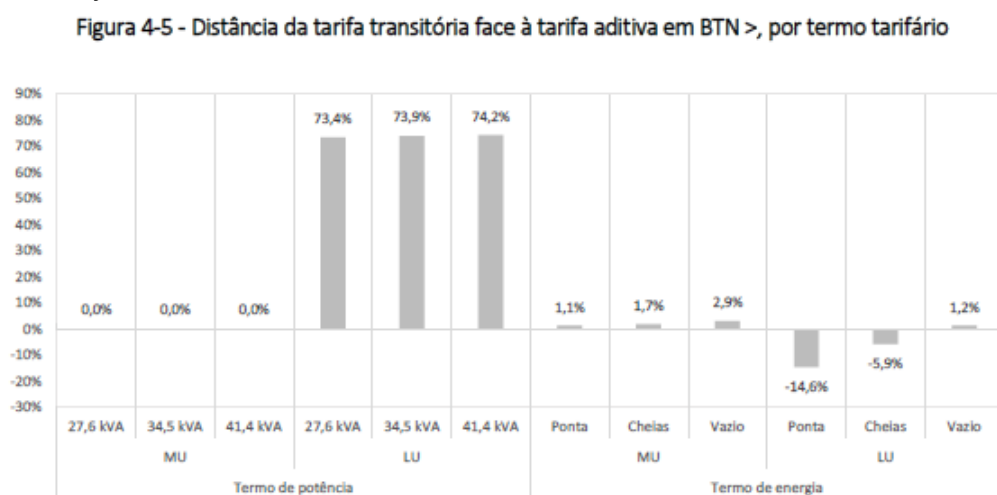
Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2020, pág. 42

Figura 4-4 – Tarifas 2021



Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 46

Figura 4-5 – Tarifas 2021



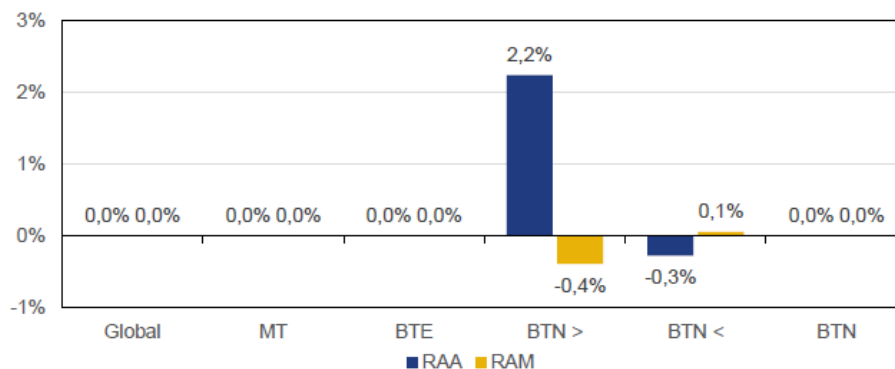
Fonte: ERSE, Anexo Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021, pág. 46

- j. Neste contexto, o CT propõe que se efetue a verificação e a eventual correção desta informação no documento final das tarifas.
- k. Por último, o CT recomenda que a ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento das distorções na preparação das tarifas finais, para que o processo de convergência siga um percurso no sentido da aditividade plena.

J.2. Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

1. O CT releva o facto de, em 2021, a ERSE prever para as Regiões Autónomas e pela primeira vez a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente, conforme se pode observar no quadro 7-54¹¹⁴.

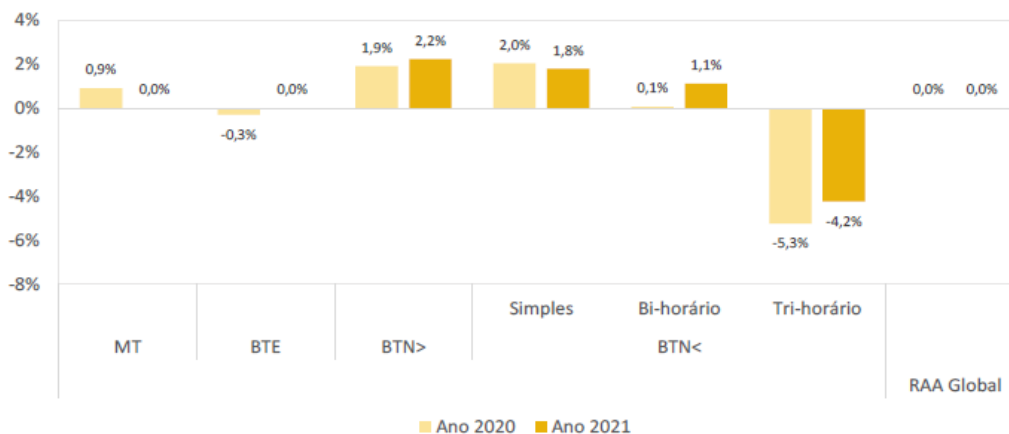
Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva em 2021



Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

2. No entanto, não obstante este marco histórico, continuam a observar-se desvios face à tarifa aditiva na BTN> e em BTN<.
3. Na RAA, constata-se que para a BTN> e Bi-horário aumentou a distorção face à tarifa aditiva, enquanto nas restantes opções tarifárias de BTN verifica-se um trajeto de convergência para a aditividade tarifária.

Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA



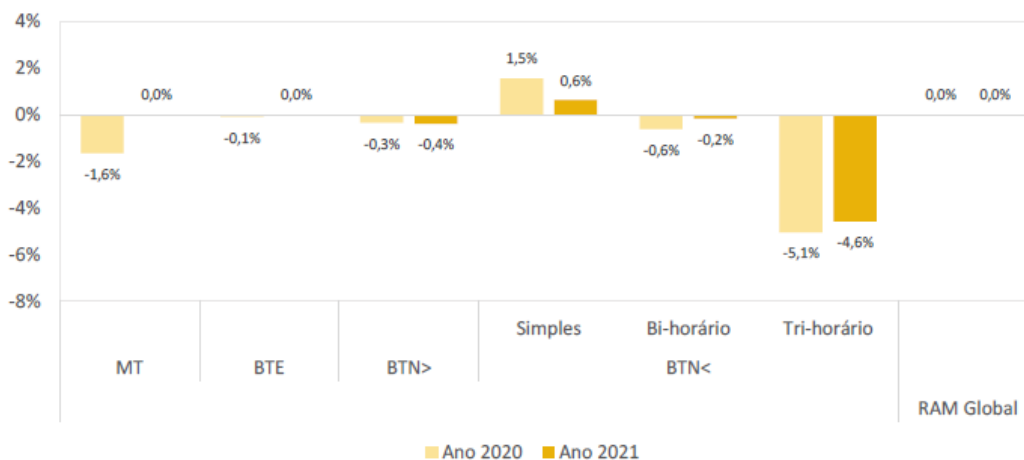
Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

4. Na RAM, constata-se que para a BTN se verifica uma evolução positiva na trajetória da aditividade tarifária em todas as opções tarifárias, com exceção da BTN>.

¹¹⁴ Quadro 7-54 do documento ERSE “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”.

Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

- Neste contexto o CT, apesar de reconhecer que se está perante um exercício complexo, recomenda que a ERSE prossiga e reforce o trabalho necessário para minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, ao nível da BTN, face à tarifa aditiva.

K. Caracterização da procura de energia elétrica em 2021

- A ERSE considera para o cálculo tarifário de 2021 um consumo referido à emissão de 50.359GWh, cerca de 3,6% superior ao valor estimado para 2020 de 48.593GWh, 3,5% inferior ao verificado 2019. Esta queda em 2020, seguida de recuperação em 2021, reflete a expectativa da ERSE face ao impacto dos efeitos associados à pandemia, próxima da variação da estimativa para 2020 da E-REDES (setembro 2020) com informação mais recente, afastando o cenário previsto em junho de 2020 pela E-REDES e pela própria REN, que naturalmente refletem menor informação disponível.
- Nos quadros seguintes verifica-se a evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas e as previsões do consumo referido à emissão no Continente:

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2019 | Tarifas 2020 | Δ% T2020 / T2019 |
| Fornecimentos CUR + ML | 46 647 | 46 298 | -0,7% |
| MAT | 2 222 | 2 382 | 7,2% |
| AT | 7 158 | 7 131 | -0,4% |
| MT | 15 389 | 15 270 | -0,8% |
| BTE | 3 451 | 3 374 | -2,2% |
| BTN | 18 428 | 18 141 | -1,6% |

Fonte: ERSE, TeP 2020, dezembro de 2019

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | |
|-------------------------------|---|---------------|------------------|
| | Tarifas 2020 | Tarifas 2021 | Δ% T2021 / T2020 |
| Fornecimentos CUR + ML | 46 298 | 45 599 | -1,5% |
| MAT | 2 382 | 2 436 | 2,3% |
| AT | 7 131 | 7 034 | -1,4% |
| MT | 15 270 | 14 623 | -4,2% |
| BTE | 3 374 | 3 192 | -5,4% |
| BTN | 18 141 | 18 313 | 1,0% |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021



Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

| | 2016 GWh | 2017 GWh | 2018 GWh | 2019 GWh | 2020 GWh | 2021 GWh |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|
| Real | 49 269 | 49 637 | 50 898 | 50 340 | | |
| (Variação média anual) | 0,6% | 0,7% | 2,5% | -1,1% | | |
| Previsões para Tarifas 2021 | | | | | | |
| REN - Junho 2020 | | | | | 47 070 | 47 070 |
| (Variação média anual) | | | | | -6,5% | 0,0% |
| E-Redes - Junho 2020 [1] | | | | | 47 069 | 49 107 |
| (Variação média anual) | | | | | -6,5% | 4,3% |
| E-Redes - Setembro 2020 [1] | | | | | 48 346 | 49 713 |
| (Variação média anual) | | | | | -4,0% | 2,8% |
| ERSE | | | | | 48 593 | 50 359 |
| | | | | | -3,5% | 3,6% |

[1] Os valores de energia de entrada na rede de distribuição enviados pela E-Redes foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021: “Proposta de caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, out 2020

- Há um desafio duplo na estimativa dos consumos para 2021, por um lado o comportamento da procura nos meses mais próximos do fim do ano que já demonstram alguma recuperação refletida na estimativa da E-Redes de setembro, e a projeção desse consumo para 2021. Dado que a estimativa da REN se reporta a junho de 2020 o CT reconhece que, quer os valores da E-Redes quer os da ERSE se situarão mais próximos da realidade.
- O CT considera aceitável o valor estimado pela ERSE para 2021 por não ser excessivamente otimista embora dentro das incertezas que se adivinham, com incidência na capacidade de limitação do efeito negativo da pandemia na atividade económica.

L. Regresso ao mercado regulado






- A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação do fornecimento junto do comercializador de último recurso.
- Não obstante o facto de entre janeiro de 2018 e agosto de 2020 terem regressado ao mercado regulado 16.620 clientes, mais 1.734 clientes face a agosto de 2019, o que representa cerca de 0,3% dos clientes em mercado livre, a ERSE considera que podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado.
- Este regime implica que se mantenham as exigências impostas aos comercializadores em mercado livre de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a relativa à diferença entre o preço praticado em regime de mercado e a tarifa regulada.
- Recomenda o CT que, relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e os impactos previsíveis, quer no mercado livre, quer no CUR.






M. Processo de extinção das TTVCf

- O processo de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de electricidade (TTVCf), no continente e para os níveis de tensão MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE) foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.



- O prazo de vigência do regime transitório tem vindo a ser sucessivamente prorrogado. O Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e alterou a forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo que a respetiva data seja definida por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
- Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais foi aprovada pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, e, seguidamente pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou o período até 31 de dezembro de 2017.
- Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em baixa tensão normal (BTN), estendendo o prazo até 31 de dezembro de 2020.
- Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada, em 31 de dezembro de 2020, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.
- A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentada pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e a Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro, introduziu o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.
- Recentemente a Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, desenvolvida, neste particular, pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio proceder novamente à prorrogação do prazo de extinção das tarifas transitórias para o fornecimento de eletricidade para os clientes em BTN, definindo 31 de dezembro de 2025 como nova data. Adicionalmente, estabelece os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial (BTE), para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.
- Atualmente permanecem ainda no mercado regulado cerca de 989 mil clientes, concentrados especialmente no segmento residencial, totalizando um consumo anualizado de 2,3 TWh.
- Adicionalmente, importa referir que, de acordo com o Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade publicado pela ERSE, referente ao 3.º trimestre de 2020, existem atualmente cerca de 11 comercializadores em mercado livre que apresentam um preço mais competitivo do que a tarifa regulada, o que corresponde a uma poupança anual significativa face à tarifa transitória.

| Poupança anual da oferta mais competitiva face ao Mercado Regulado | | | |
|--|---|--|---|
| |  |  |  |
| Eletricidade  | 55 € | 147 € | 287 € |
| Dual  | 85 € | 154 € | 272 € |

| Comercializadores com ofertas mais competitivas do que a Tarifa Regulada | | | |
|--|---|---|---|
| |  |  |  |
| Eletricidade  | 11 | 11 | 11 |
| Dual  | 4 | 4 | 4 |

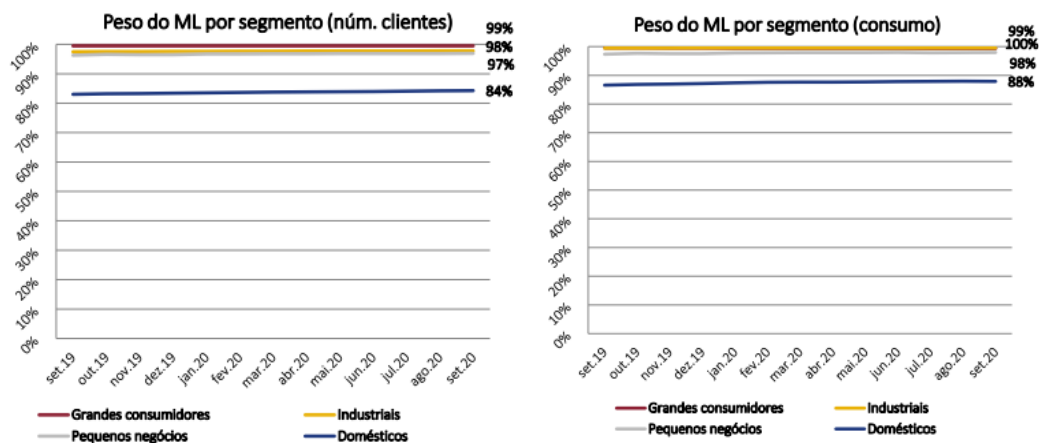
Fonte: Boletim das Ofertas Comerciais de Eletricidade – 3.º trimestre de 2020, de outubro de 2020



10. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, por esse motivo, recomenda que a ERSE transmita mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o desejável nível de literacia energética dos consumidores.
11. Tendo em consideração a recente atualização da vigência das tarifas transitórias, e observando-se uma estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso.

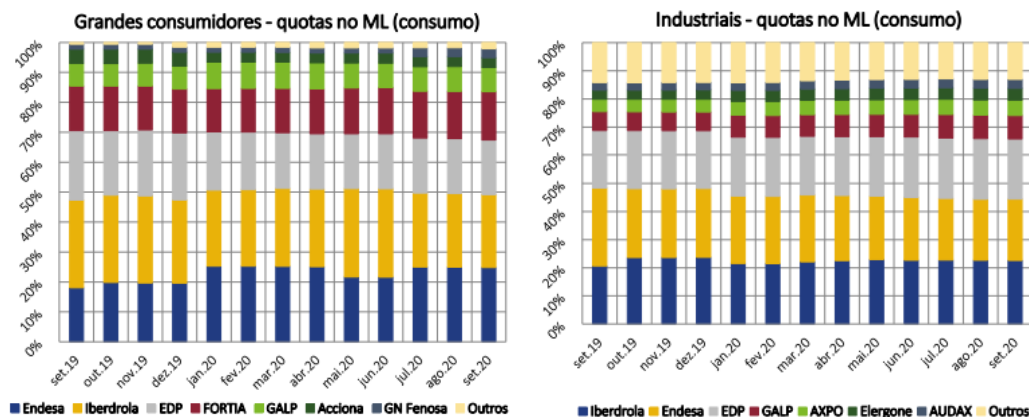
N. Evolução do mercado livre

1. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Eletricidade publicado pela ERSE, no final do mês de setembro de 2020, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascende a 5.323.736 (84% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 95% do consumo total.
2. De referir que a esmagadora maioria dos clientes já optaram por um comercializador em mercado livre, conforme se pode verificar na tabela abaixo:



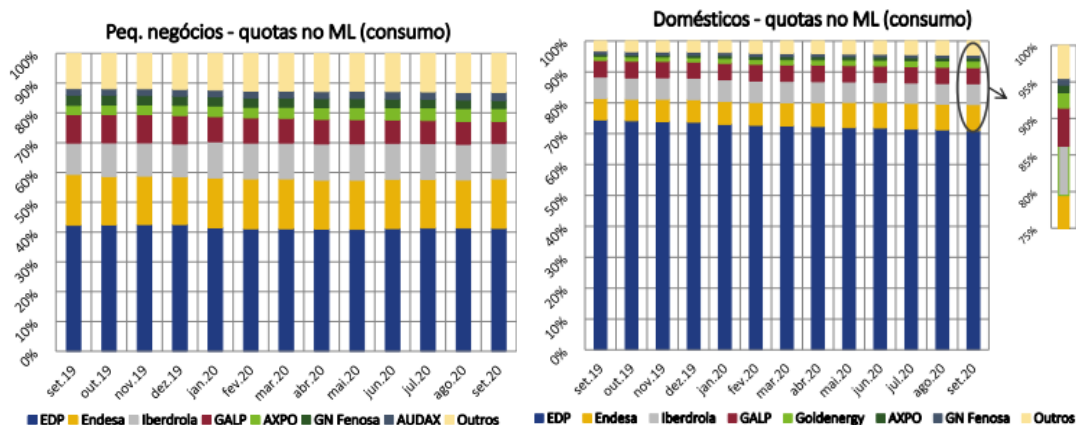
Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

3. Importa também destacar que os indicadores demonstram um mercado bastante dinâmico e competitivo principalmente nos segmentos industrial e dos grandes consumidores:



Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

4. Relativamente aos segmentos pequenos negócios e domésticos os indicadores demonstram uma reduzida diminuição da concentração de mercado ao longo do tempo:



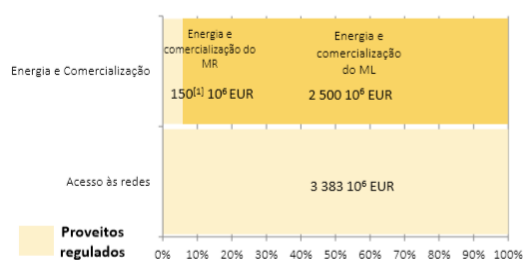
Fonte: Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2020

5. No entanto, após um período de aceleração das migrações para o regime de mercado, desde setembro de 2019 que o crescimento do número de consumidores (i.e. do segmento residencial) no mercado livre regista uma taxa média mensal de aproximadamente 0,2%.
6. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como promover o esclarecimento e a capacitação dos consumidores, nomeadamente, relativamente à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

O. Proveitos permitidos e ajustamentos de 2019 e 2020 a refletir em 2021

Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (mercado regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreprovento.
Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 104M€.

Fonte: ERSE, Proposta de TeP para 2021



O total de proveitos, em M€, a recuperar com as tarifas de acesso às redes (TAR) em 2021:

| Total Proveitos a recuperar com as Tarifas de Acesso | 2020 | | 2021 | | Var. proveitos 2021/2020 |
|--|--------|-----|--------|-----|-----------------------------|
| | 3182,1 | | 3383,2 | | |
| Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 322,8 | 10% | 318,6 | 9% | -1% |
| Proveitos do ORD (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 765,2 | 24% | 766,0 | 23% | 0% |
| Proveitos do OLMC (CAPEX+OPEX+Incentivos) | 1,2 | 0% | 1,2 | 0% | 2% |
| CIEG (*) | 1919,9 | 60% | 1430,0 | 42% | -26% |
| Desvios de anos anteriores | 172,9 | 5% | 867,3 | 26% | 402% |

| Valores a pagar pelos consumidores | 3054,0 | 3254,0 |
|--|--------|--------|
| Paga pelos produtores (ao ORD) | 25,5 | 25,1 |
| Tarifa social paga pelos produtores ao ORD via ORT | 102,6 | 104,0 |

(*) Inclui o valor da Interruptibilidade

Fonte ERSE: documento de Proveitos Permitidos em 2020 e 2021

No que respeita aos fornecimentos de energia elétrica em 2020, decresceram 5,3% em relação ao pressuposto em tarifas de 2020 (documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”):

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental

| | Fornecimentos de Energia Elétrica (GWh) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---------------|---------------|---------------|---------------|------------------|-----------------|---------------|-----------------|------------------|
| | 2018 real | 2019 real | Δ% | Tarifas 2020 | 2020E | Δ% 2020E / T2020 | Δ% 2020E / 2019 | Tarifas 2021 | Δ% T2021 / 2019 | Δ% T2021 / T2020 |
| Fornecimentos MR | 3 016 | 2 658 | -11,9% | 2 421 | 2 337 | -3,5% | -12,1% | 2 141 | -19,5% | -11,6% |
| MAT | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - |
| AT | 28 | 50 | 79,2% | 35 | 47 | 34,7% | -5,8% | 0 | -100,0% | -100,0% |
| MT | 95 | 77 | -19,1% | 36 | 56 | 56,4% | -27,3% | 82 | 5,7% | 127,3% |
| BTE | 101 | 85 | -15,5% | 48 | 54 | 12,4% | -36,8% | 29 | -66,2% | -39,9% |
| BTN | 2 792 | 2 445 | -12,4% | 2 302 | 2 180 | -5,3% | -10,9% | 2 030 | -17,0% | -11,8% |
| Fornecimentos ML | 43 042 | 42 941 | -0,2% | 43 877 | 41 529 | -5,4% | 3,4% | 43 458 | 1,2% | -1,0% |
| MAT | 2 338 | 2 293 | -1,9% | 2 382 | 2 314 | -2,8% | -0,9% | 2 436 | 6,2% | 2,3% |
| AT | 7 017 | 7 035 | 0,3% | 7 096 | 6 655 | -6,2% | 5,7% | 7 034 | 0,0% | -0,9% |
| MT | 14 886 | 14 846 | -0,3% | 15 234 | 13 842 | -9,1% | 7,3% | 14 541 | -2,1% | -4,5% |
| BTE | 3 258 | 3 270 | 0,4% | 3 326 | 2 878 | -13,5% | 13,6% | 3 164 | -3,3% | -4,9% |
| BTN | 15 543 | 15 497 | -0,3% | 15 838 | 15 840 | 0,0% | -2,2% | 16 283 | 5,1% | 2,8% |
| Fornecimentos MR + ML | 46 059 | 45 599 | -1,0% | 46 298 | 43 866 | -5,3% | 4,0% | 45 599 | 0,0% | -1,5% |
| MAT | 2 338 | 2 293 | -1,9% | 2 382 | 2 314 | -2,8% | -0,9% | 2 436 | 6,2% | 2,3% |
| AT | 7 045 | 7 085 | 0,6% | 7 131 | 6 702 | -6,0% | 5,7% | 7 034 | -0,7% | -1,4% |
| MT | 14 981 | 14 923 | -0,4% | 15 270 | 13 898 | -9,0% | 7,4% | 14 623 | -2,0% | -4,2% |
| BTE | 3 359 | 3 355 | -0,1% | 3 374 | 2 932 | -13,1% | 14,4% | 3 192 | -4,9% | -5,4% |
| BTN | 18 335 | 17 942 | -2,1% | 18 141 | 18 020 | -0,7% | -0,4% | 18 313 | 2,1% | 1,0% |
| Quotas do ML (média ano) | 93,5% | 94,2% | | 94,8% | 94,7% | | | 95,3% | | |
| MAT | 100,0% | 100,0% | | 100,0% | 100,0% | | | 100,0% | | |
| AT | 99,6% | 99,3% | | 99,5% | 99,3% | | | 100,0% | | |
| MT | 99,4% | 99,5% | | 99,8% | 99,6% | | | 99,4% | | |
| BTE | 97,0% | 97,5% | | 98,6% | 98,2% | | | 99,1% | | |
| BTN | 84,8% | 86,4% | | 87,3% | 87,9% | | | 88,9% | | |

0.1. Operador logístico de mudança de comercializador (OLMC)

- Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como de colaboração na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural.
- A atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural, serem uma das formas de financiamento desta atividade (Vd. artigo. 6.º, n.º 1, alínea c). A legislação determina, igualmente, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNGN. O citado diploma legal determina, ainda, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.
- Para assegurar que não haja um acréscimo de custos com a atividade de OLMC, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X.



4. Esta metodologia foi adaptada a 2021 tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final de 2021. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020. O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.
5. O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor, apresentando-se no quadro 4.34 do documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico” os resultados do cálculo dos proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de OLMC.
6. Verifica-se que a ADENE no ajustamento de 2019 constante das tarifas de 2021 contempla um montante de 0,018 M€ a devolver.

0.2 Transporte de energia elétrica

0.2.1. Atividade de gestão global do sistema

1. A atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN, estando muitos destes já devidamente tratados neste parecer designadamente, a interruptibilidade, os CAE, e na generalidade os CIEG.
2. Sobre os custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e custos com capital), o CT constata que os mesmos resultam da aplicação da metodologia de apreciação da base de custos e dos parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020 estendida por mais um ano.
3. Relativamente aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o CT releva:
 - **Sobre os CIEG** - o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas apresentarem uma maior aderência aos custos reais, evitando-se a existência de ajustamentos tarifários nos anos seguintes. Na proposta para 2021, a título de exemplo, o sobrecusto dos CAE inclui a recuperação de desvios de anos anteriores, num total de 150M€, que compara com 100 M€ de 2020.
 - **Parcela associada aos terrenos do domínio público hídrico** – Sendo ativos associados a uma concessão e integrados nos custos de gestão de sistema, a sua remuneração está dependente de classificação atribuída por uma comissão de auditoria nos termos do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, cuja promoção cabe à DGEG através da emissão de um relatório que, segundo a ERSE, foi enviado pela última vez em 2015. Face à ausência de relatório, a remuneração considerada em tarifas é nula. O CT não pode deixar de estranhar a ausência de relatórios posteriores ao de 2015.
 - **Custos com interruptibilidade** – A proposta da ERSE tem por base a previsão da REN, embora reduzida em 20% referindo “...por se admitir, por um lado, que com o regime do autoconsumo e de isenção de CIEG se gere a diminuição dos clientes interruptíveis e, por outro, que, por imposições europeias, possam existir alterações ao atual regime de interruptibilidade no sentido da sua redução”.

0.2.2. Atividade de transporte de energia elétrica

1. Relativamente aos proveitos permitidos desta atividade, o CT releva o facto de para as tarifas de 2021 o acréscimo de proveitos de 13M€ serem justificados, exclusivamente, pelos desvios a recuperar de



anos anteriores, uma vez que, devido à redução da taxa de remuneração da base de ativos líquida e dos fatores de eficiência, os proveitos permitidos reduzem-se em 6M€.

2. Igualmente destaca o CT que, no caso do incentivo à racionalização económica do investimento, a ERSE está a propor alterar a metodologia de cálculo para o ano 2021 utilizando como fundamento *“Em termos práticos, verifica-se que o I_{REI} apresenta características próprias, diferenciadas dos demais mecanismos de incentivo existentes, dado o seu carácter inovador e pelo facto de estar associado a uma forte dimensão prospetiva, com grande incerteza na evolução de grandezas utilizadas na sua parametrização.”*.
3. Tendo em conta que o mecanismo em vigor foi desenhado de forma a não depender exclusivamente de eventos singulares de um só ano, cada indicador é calculado utilizando a média dos 3 anos, incluindo o do ano para o qual se está a calcular o incentivo.
4. A metodologia de cálculo do incentivo agora proposta pela ERSE para 2021, substitui a média de 3 anos de cada um dos parâmetros e seu consequente impacto no mecanismo em vigor, pela média dos 3 anos do valor do incentivo. A fixação do valor do incentivo, independentemente do desempenho do operador no ano 2021, altera a metodologia de apuramento do incentivo no decurso do período regulatório, conduzindo a uma indesejável instabilidade regulatória. Neste quadro o CT recomenda que seja reponderada a decisão.

O.3. Proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica (DEE)

O.3.1. Breve introdução ao modelo regulatório em vigor e ao período tarifário em curso

1. A regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), por parte da ERSE, assenta num modelo em que são aplicadas metas de eficiência a um conjunto de custos, de modo a permitir uma gradual redução dos custos da atividade.
2. Este tipo de regulação, baseada na aplicação de metas de eficiência aos custos do Operador da Rede de Distribuição (ORD), é enquadrável numa regulação do tipo *price cap*, uma vez que as componentes unitárias associadas aos indutores de custos, previstos nos proveitos, têm um valor que se reduz de acordo com o fator de eficiência, ao longo do período de regulação.
3. Por outro lado, existe um conjunto de incentivos, cujo principal objetivo é garantir que a redução de custos não compromete a melhoria do serviço prestado nem a qualidade da operação e gestão das redes de distribuição. Os incentivos atualmente estabelecidos na regulação dos proveitos da DEE são o incentivo à redução de perdas, o incentivo à melhoria da continuidade de serviço e o incentivo ao investimento em redes inteligentes.
4. Os prémios/penalizações resultantes do desempenho do ORD nos incentivos são refletidos nos proveitos permitidos com dois anos de desfasamento.
5. O período de regulação 2018-2020 foi, após proposta apresentada pela ERSE na sua [Consulta Pública n.º 88](#), estendido até final de 2021. Deste modo, os proveitos da atividade de DEE mantiveram o modelo e os parâmetros em vigor desde 2018.
6. Os proveitos AT/MT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, enquanto os custos com capital (CAPEX) são remunerados de acordo com a taxa de retorno definida pela ERSE.
7. O investimento AT/MT, remunerado de acordo com a taxa definida pela ERSE, é feito de acordo com o previsto no Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD-E), elaborado pelo operador da RND a cada dois anos, e que carece de aprovação por parte do governo, após um processo que envolve a abertura de consulta pública sobre a proposta de PDIRD-E, e que conta com



pareceres de diversas entidades, nomeadamente a ERSE, a DGEG, o operador da RNT e a Assembleia da República.

8. Os proveitos permitidos da atividade de DEE em BT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap*, aplicada ao TOTEX, isto é, a meta de eficiência é aplicada ao OPEX e ao CAPEX do ORD. Esta nova metodologia para a definição dos proveitos permitidos em BT foi introduzida na revisão regulamentar de 2017.
9. As rendas de concessão em BT, pagas aos municípios, fazem também parte dos proveitos da atividade de DEE, não estando sujeitas à meta de eficiência estabelecida pela ERSE para o TOTEX na BT, seguindo a abordagem usada para outros custos não controláveis pelo ORD.
10. Com a publicação do Regulamento ERSE n.º [610/2019](#), de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Contudo, tendo em conta a informação disponibilizada pelo operador, até ao final de 2019 não houve instalações a cumprirem as regras de acesso a este incentivo, pelo que não se consideram quaisquer valores nos proveitos permitidos (na componente de ajustamentos) desta atividade para 2021.

O.3.2. Proveitos permitidos da DEE em 2021

1. Os proveitos permitidos da DEE em 2021, apresentados pela ERSE na proposta de tarifas, são de:
 - a. 1.024M€, face a 1.029M€ na versão final dos proveitos permitidos para 2020.
 - b. 1.006M€, face a 989M€ nos proveitos de 2020, se os ajustamentos forem tidos em consideração.
2. Embora os proveitos permitidos com ajustamentos registem um ligeiro aumento, esta variação positiva também se deve, conforme explicitado pela ERSE na "proposta de proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico", ao facto de em 2020 terem existido montantes devolvidos às tarifas, nomeadamente referentes a parte da remuneração obtida entre 2015 e 2017 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, e à correção extraordinária da base de custos anterior.
3. O quadro 4-53 do documento de proveitos permitidos à atividade de DEE apresenta em detalhe a proposta de proveitos permitidos de 2021, por comparação com os valores de 2020.



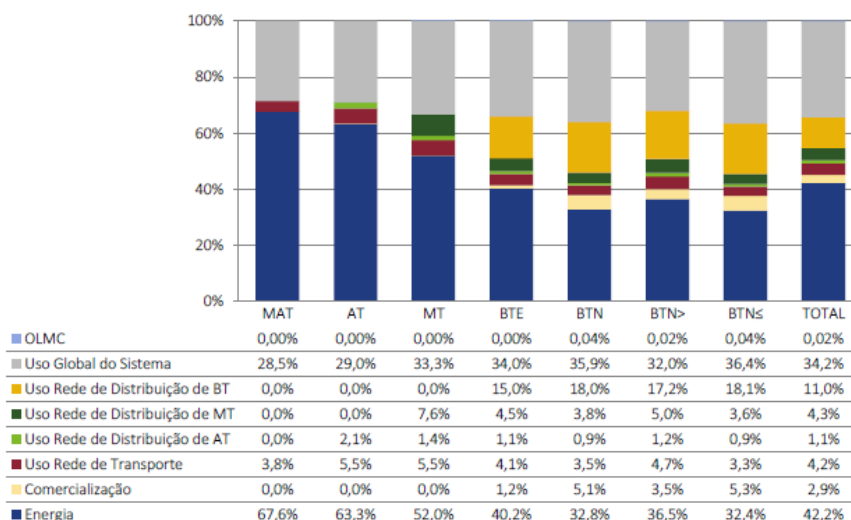
Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

| | | Unidade: 10 ⁶ EUR | |
|--|---|------------------------------|------------------|
| | | Tarifas 2020 | Tarifas 2021 |
| $a = [(1)+(2)\times(3)]+(4)\times(5)/1000]$ | Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE | 111 278 | 111 076 |
| (1) | Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT | 22 071 | 22 143 |
| (2) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh) | 0,97676 | 0,97991 |
| (3) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh) | 45 889 | 45 112 |
| (4) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km) | 530,95042 | 532,66444 |
| (5) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km) | 83 593 | 83 970 |
| $b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$ | Custo com capital | 228 711 | 220 334 |
| (6) | Amortizações dos activos fixos | 149 291 | 149 683 |
| (7) | Valor médio dos activos fixos | 1 754 290 | 1 677 623 |
| (8) | Taxa de remuneração dos activos fixos | 5,13% | 4,85% |
| (9) | Ajustamento t-1 CAPEX | 10 563 | 10 644 |
| c | Ganhos e perdas atuariais | 8 782 | 9 246 |
| d | Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos | 12 200 | 11 516 |
| e | Custos com a promoção do desempenho ambiental | 0 | 0 |
| f | Incentivo aos investimentos em rede inteligente | 0 | 0 |
| g | Outros custos não sujeitos a metas de eficiência | -18 058 | -16 612 |
| h | Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT | 13 930 | 1 027 |
| A = a + b + c + d + e + f + g - h | Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT | 328 983 | 334 534 |
| $i = [(10)\times 1000*(11)+(12)*(13)+(14)*(15)+(16)*(17)]/1000]$ | Custos totais líquidos aceites pela ERSE | 371 923 | 370 567 |
| (10) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (EMilhões/Taxa remuneração) | 1 151,83108 | 1 155,54944 |
| (11) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%) | 5,38% | 5,10% |
| (12) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA) | 2175,31881 | 2182,34122 |
| (13) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada | 20 868 | 20 918 |
| (14) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km) | 311,60114 | 312,60706 |
| (15) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede | 144 032 | 145 497 |
| (16) | Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente) | 35,04361 | 35,15674 |
| (17) | Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes | 6 267 821 | 6 273 281 |
| j | Ganhos e perdas atuariais | 23 743 | 24 999 |
| k | Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos | 25 954 | 24 288 |
| l | Custos com rendas de concessão | 263 622 | 258 248 |
| m | Custos com a promoção do desempenho ambiental | 0 | 0 |
| n | Incentivo aos investimentos em rede inteligente | 0 | 0 |
| o | Outros custos não sujeitos a metas de eficiência | -9 852 | -26 |
| p | Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT | 15 051 | 6 518 |
| B = g + h + i + j + k + l + m + n + o - p | Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT | 660 338 | 671 559 |
| C = A + B | Total de proveitos | 989 322 | 1 006 092 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

4. Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, faz parte dos proveitos permitidos desta atividade para 2021 a rubrica “outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, onde a ERSE incluiu, entre outros, a devolução dos seguintes proveitos:
 - a. Proveitos associados a não conformidades detetadas na auditoria aos ativos em BT de 2017;
 - b. Metade das mais-valias líquidas obtidas com a alienação de imóveis entre 2009 e 2018.
5. O peso da atividade de DEE no preço médio de referência registou uma subida, pela primeira vez desde 2017, ao passar de 15% para 16,4%, conforme pode ser visto na figura 7-31 do documento de proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021, embora seja um peso distante dos 18,9% registados em 2017.

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais
decomposição por atividade



Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

- O peso da tarifa de URD em 2021, está sobretudo associado à queda de 14,4% na tarifa de energia, na proposta de tarifas para 2021, o que se traduziu num aumento do peso relativo das Redes no preço médio de referência.
- No que diz respeito à variação tarifária do Uso de Rede de Distribuição (URD), esta tem um aumento em todos os níveis de tensão, de 2,7%, 2,1% e 0,5%, nas tarifas URD AT, URD MT e URD BT, respetivamente, em resultado da queda da componente de energia.
- O CT regista que, nos últimos anos, tem havido uma trajetória de redução de custos ao nível dos proveitos permitidos associados à atividade de DEE, que se tem refletido numa redução do peso da atividade de DEE na tarifa paga pelos clientes do SEN.

O.4. Perdas

- O RT do Setor Elétrico estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, que tem por finalidade influenciar as decisões de investimento do operador da rede, no sentido de manter um valor de perdas tão baixo quanto possível.
- O atual mecanismo de incentivo apresenta uma estrutura simétrica, com um valor de referência de 7,8% de perdas, sendo este valor calculado como percentagem da energia saída da rede de distribuição. Existe uma banda morta, de amplitude $\pm 1,2\%$, em torno do valor de referência, ou seja, caso as perdas se situem entre os 6,6% e os 9%, não há lugar ao recebimento nem ao pagamento de qualquer montante.
- O prémio referente ao incentivo exige que as perdas se situem abaixo dos 6,6%, e o incentivo atinge o valor máximo para um valor de perdas igual ou inferior a 3,6%. Já a penalidade se inicia a partir de um valor de perdas de 9%, e o valor máximo da penalidade corresponde a 12% de perdas.
- Na figura 4-11 da proposta de proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico apresenta-se a estrutura do mecanismo de incentivo, e na figura 4-12 apresenta-se a evolução das perdas, desde 1998, ano em que estas passaram a estar sujeitas a um mecanismo de incentivo.

Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

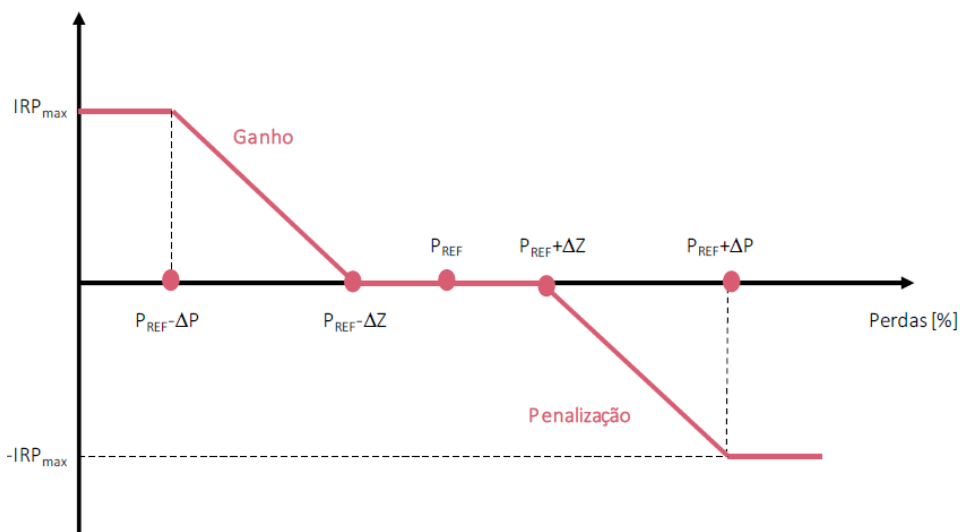
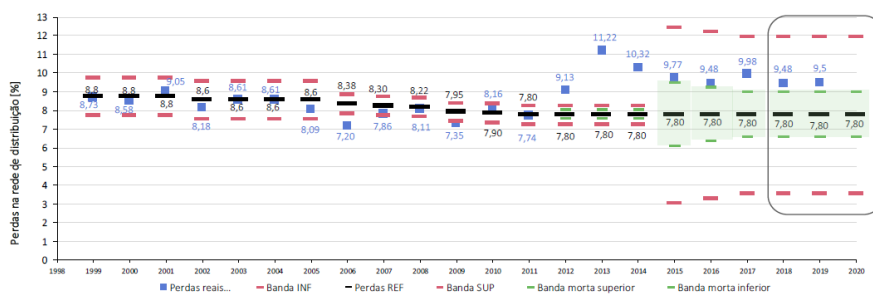


Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021

5. O prémio/penalidade referente ao mecanismo de incentivo é considerado em sede de proveitos 2 anos depois, de modo a refletir o valor definitivo das perdas. Deste modo, a proposta de tarifas para 2021 contempla o incentivo relativo ao ano 2019. Em 2019, as perdas reais nas redes de distribuição foram de 9,5%, ou seja, um valor superior a 9%, e por isso o incentivo dá lugar ao pagamento de uma penalidade, que será de 3,458M€. O quadro 4-59 da proposta de proveitos permitidos apresenta, em detalhe, a aplicação do mecanismo de incentivo, em 2018 e 2019.

Quadro 4-59 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020

| | | 2018 | 2019 |
|--------------------------------------|-----------------------|--------|--------|
| Valor real das perdas | (%) | 9,48 | 9,50 |
| Valor limite superior do incentivo | (%) | 12,00 | 12,00 |
| Valor limite superior da banda morta | (%) | 9,00 | 9,00 |
| Valor das perdas de referência | (%) | 7,80 | 7,80 |
| Diferença de perdas | p.p. | 0,48 | 0,50 |
| Valorização das perdas V_p | (EUR/MWh) | 19,15 | 15,96 |
| Energia fornecida | (TWh) | 43,752 | 43,345 |
| Valor a pagar pela empresa | (10 ⁶ EUR) | 4,022 | 3,458 |

Fonte: ERSE, Proposta TeP para 2021



6. Nos últimos anos, o valor de perdas tem vindo a situar-se na zona correspondente ao pagamento de penalidade.
7. A este facto não tem sido alheio o aumento das perdas não técnicas, nomeadamente a fraude e o furto de energia elétrica. É ainda neste contexto que a proposta de tarifas e preços da ERSE para 2021 faz referência a uma proposta da EDP Distribuição para a definição de preços para serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento no âmbito da fraude ou furto de energia elétrica.
8. No mesmo documento, a ERSE refere que os operadores das redes dispõem de meios para, através da via judicial, acionar a responsabilidade civil e eventualmente criminal dos infratores, para efeitos de ressarcimento, dando também nota de que a consideração de todos estes serviços no âmbito dos serviços de interrupção e de restabelecimento retira transparência ao procedimento de determinação dos custos e à necessária individualização dos preços dos serviços e atividades associados.
9. No entender do CT, o atual enquadramento legislativo e regulamentar não penaliza nem sequer desincentiva a fraude e o furto de energia elétrica, podendo até conferir ganhos económicos a quem os pratique. Adicionalmente, como as perdas não técnicas acabam repartidas pelas carteiras de compras dos comercializadores, é legítimo assumir que, no final, acabam por se traduzir em prejuízos para os consumidores cumpridores, criando situações de injustiça e de concorrência desleal que distorcem o mercado.
10. O CT compreende os motivos indicados pela ERSE para não aceitar os preços propostos para estes serviços pela EDP Distribuição, entendendo, contudo, que as razões invocadas pelo ORD refletem a necessidade de um enquadramento mais robusto do tratamento a dar às situações de fraude ou furto de energia elétrica, em particular no sentido de fazer recair sobre os agentes fraudulentos os encargos decorrentes da fraude, evitando penalizar os agentes cumpridores.
11. Ainda sobre esta matéria, o CT recomenda que a ERSE, no seu papel de regulador sectorial, promova uma melhoria do enquadramento regulamentar, nomeadamente através da sensibilização do legislador e da apresentação de propostas técnicas. Esta melhoria da legislação será essencial para um adequado tratamento a adotar nas situações de fraude e de furto de energia.

O.5. Taxa de remuneração da atividade e sua evolução

1. De acordo com a metodologia de definição da taxa de remuneração apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, o custo de capital varia com base na evolução da média das cotações diárias das Obrigações do Tesouro (OT) da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros, calculada ao longo de um período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Neste sentido, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2020 foi de 5,13% para a atividade de distribuição de energia elétrica.
2. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,85%.
3. O CT observa que, face a esta evolução, o valor proposto para 2021 corresponde à taxa mais baixa desde que a atividade de distribuição é regulada.

O.6. Mais-valias de edifícios

1. As tarifas para o ano 2020 previam, nos proveitos permitidos à atividade de DEE, a devolução de 50% das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis, entre os anos 2009 e 2018. Na sequência da publicação das tarifas de 2020 por parte da ERSE, a 16 de dezembro de 2020, o concedente, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, determinou que a totalidade das mais-valias deveria reverter para as tarifas.



2. Na sequência do despacho, a ERSE decidiu deduzir, nos proveitos permitidos para 2021, os restantes 50% do valor correspondente às mais-valias, o que corresponde a uma dedução de 16,612M€ aos proveitos permitidos.
3. Esta decisão foi tomada, *“face ao entendimento da ERSE de que a decisão do Concedente é válida e encontra-se a produzir efeitos, uma vez que não foi determinada a suspensão da sua eficácia¹¹⁵”*.

O.7. Devolução de receita da utilização de apoios BT

1. Na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em BT é incorporado um montante a abater de cerca de 3,7M€ relativa aos ganhos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2019 com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório.
2. Assim, procede-se à devolução integral aos clientes do SEN dos ganhos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.
3. O CT mantém as recomendações efetuadas no parecer relativo às tarifas de 2020:
 - a. o CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.
 - b. O CT reitera a recomendação à ERSE para que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.
 - c. Mais entende o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

O.8. Comercializador de último recurso

1. Os proveitos permitidos a recuperar pelo CUR, para além de refletirem os custos com a aquisição de energia para fornecimento da sua carteira de clientes e com a compra e venda da produção em regime especial que beneficia de remuneração garantida, analisados respetivamente nos pontos II.C e II.E.1 deste parecer, incluem o proveito permitido da atividade de comercialização de energia elétrica.
2. A aplicação, em 2021, dos parâmetros regulatórios fixados pela ERSE no início do atual período de regulação para a atividade de comercialização, resulta num proveito permitido de 21,3M€¹¹⁶, 6% abaixo do valor considerado nas tarifas de 2020 (22,6M€), acompanhando a redução da carteira de clientes do CUR antecipada pela ERSE, bem como a diminuição do montante a recuperar pela empresa através do ajustamento tarifário de t-2.
3. A respeito da evolução do número de clientes abrangidos pela tarifa regulada, o CT nota que, no cálculo dos proveitos permitidos do CUR, a ERSE parte do pressuposto de que os dois clientes em AT ainda abastecidos no mercado regulado¹¹⁷ deverão migrar para o mercado livre até ao final do ano em curso¹¹⁸, procedendo à extinção das TTVCF de AT em 2021, em cumprimento do disposto no quadro legal que regula a liberalização do mercado de eletricidade.

¹¹⁵ Pág. 146 do Documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

¹¹⁶ Documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”, quadro 4-78.

¹¹⁷ Segundo o Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade divulgado pela ERSE a 29 de outubro p.p., no final de setembro de 2020 havia ainda dois pontos de entrega em AT abastecidos pelo CUR.

¹¹⁸ Documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”, p. 13.



4. Com efeito, a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, estabelece a obrigatoriedade de os CUR continuarem a fornecer os clientes abastecidos em AT que, até 31 de dezembro de 2020, não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre.
5. Na eventualidade desses clientes não transitarem para o mercado livre dentro do prazo estipulado, o CT considera importante que a ERSE especifique as ações necessárias à resolução desta situação.

O.9. Proveitos das empresas reguladas das RA

Custos de referência para a aquisição de combustíveis - Metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

1. No período regulatório em vigor, na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, manteve-se a aplicação de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.
2. Na base da definição destes parâmetros, aplicados pela ERSE no atual período regulatório (inicialmente 2018-2020), esteve o estudo¹¹⁹ que o consultor externo DNV GL concluiu em novembro de 2016.
3. Em outubro de 2019, durante a elaboração do seu parecer à proposta de tarifas para 2020, o CT tomou conhecimento que entre o final do ano de 2018, início de 2019, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM), com assessoria da DNV GL, encetou uma consulta ao mercado através do lançamento de um concurso público internacional para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, cujos parâmetros das fórmulas para determinação dos preços respeitaram os limites definidos pela ERSE para efeitos do cálculo do custo aceite. Apesar de se terem inscrito 3 entidades no procedimento, somente um proponente (a Galp Madeira) apresentou uma proposta, tendo o incumprimento desses parâmetros, levado à sua exclusão.
4. Adicionalmente, no decorrer do ano de 2019, a EEM foi informada pelo atual fornecedor que a obrigatoriedade imposta pela nova diretiva da *International Maritime Organization* (IMO) 2020 de utilização pelos navios de fuelóleo com teor de enxofre igual ou inferior a 0,5% “coloca uma forte pressão no sistema refinador da Galp (...), evitando a todo o custo a sua contaminação com fuéis com maiores teores de enxofre” e que “esta limitação nos obriga a substituir os fuéis 1,0%S (...) pelo fuel 0,50%S”.
5. Saliente-se que esta mudança regulatória já tinha sido abordada pela DNV GL, no estudo mencionado no acima ponto 2.
6. Neste sentido, o CT recomendou à ERSE que, face à relevância e urgência desta situação, se desenvolva, conjuntamente com as empresas reguladas das RA, um conveniente modelo no sentido de encontrar uma solução rápida que permita adequar os parâmetros de aceitação dos custos com os combustíveis à nova realidade e dinâmica deste mercado.
7. O CT sugeriu ainda que, atendendo ao período regulatório que se iniciaria em 2021, considerava premente a elaboração de um novo estudo que suportasse os parâmetros a definir.
8. No seu documento de comentários ao parecer do CT sobre a proposta de tarifas e preços para 2020, é reconhecido pela ERSE que: “as diretivas da IMO estabelecem a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020. Esta mudança no tipo de fuelóleo a utilizar no transporte marítimo resulta no aumento de custos de transporte dos combustíveis.”.

¹¹⁹ DNV GL, *Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*, 2016.



9. Nesta perspetiva, a ERSE refere que é sua intenção realizar um estudo de atualização dos parâmetros regulatórios para avaliar a verdadeira dimensão do problema e as eventuais alternativas técnica e económicas para a sua resolução. Refere ainda, que *“Face à situação exposta, na próxima revisão de parâmetros com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2021, suportados pelo estudo a contratar, serão tidas em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento a partir de janeiro de 2020, ...”*
10. Entretanto, em maio de 2020, em consequência da crise sanitária decorrente da COVID-19, foi aprovado pela ERSE o Regulamento n.º [496/2020](#), de 26 de maio, que estabelece o prolongamento do atual período regulatório de 2018-2020 em mais um ano, até 31 de dezembro de 2021, vinculando, dessa forma, os parâmetros em vigor que a metodologia em causa integra até ao final do ano de 2021.
11. Assim, na atual proposta de tarifas para o ano de 2021, é referido que *“foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período regulatório a iniciar em 2022.”*
12. O CT salienta que, efetivamente, as diretivas da IMO estabelecem, desde janeiro de 2020, a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%.
13. O CT relembra, como expresso no enquadramento do atual parecer, que a proposta da ERSE de prolongamento do atual período regulatório de 2018-2020 em mais um ano, até 31 de dezembro de 2021, mereceu o acordo unânime do CT, porquanto, entre outros fatores, a proposta de alteração:
 - a. *Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das Empresas Reguladas;*
 - b. *Mantém em vigor os Art.º 203º e 204º, relativos à revisão excepcional dos parâmetros no período de regulação.*
14. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE, suportada nos resultados do estudo contratado, para além de definir novos parâmetros na próxima revisão dos mesmos com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2022, tenha também em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento de fuelóleo, comprovadamente não controláveis por parte das empresas das Regiões Autónomas, a partir de janeiro de 2020.

O.10. Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão (ORD bt)

1. O CT entende que hoje é consensual que o enquadramento regulamentar dos ORDbt como clientes de média tensão determinou uma inadequada estrutura tarifária no domínio das TAR que lhe foram aplicadas.
2. Observada a situação, a ERSE determinou a correspondente correção, sustentada em iguais variações percentuais a ocorrer em quatro anos, com início em 2018.
3. O CT concordou com a metodologia adotada, não obstante recomendar a criação de um enquadramento regulamentar específico para os ORDbt.
4. Na resposta da ERSE a essa recomendação do CT, renovada no seu parecer à proposta de tarifas e preços para 2020, a ERSE indicou ter previsto, para 2021, a publicação de um regulamento para a atividade dos ORDbt.
5. Entenderá certamente a ERSE, como entende o CT, que para um ORD exclusivamente em BT, a inexistência de operação conjunta de redes de BT e de MT não permite a obtenção das sinergias



significativas que decorrem dessa operação, as quais se traduzem em benefício para o consumidor de energia elétrica.

6. O CT considera, assim, correta a posição expressa pela ERSE, pelo que, na previsão da envolvente futura, expressa o seu apoio à proposta a apresentar para o ano de 2021.

P. Gestão de riscos e garantias no SEN

1. Através da Diretiva n.º [2-A/2020](#), de 14 de Fevereiro, a ERSE veio definir regulamentarmente as atividades de gestão de garantias e riscos e de prestação de garantias no âmbito do SEN, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias (GIG), papel que atualmente se encontra atribuído à entidade OMIP, S.A..
2. Ao abrigo desta diretiva, o GIG passa a receber dos operadores de redes e do Gestor Global de Sistema (GGS), diariamente, as responsabilidades associadas a cada agente, de forma a apurar o respetivo nível de suficiência de garantias prestadas e a fazer acionar os mecanismos previstos em caso de incumprimento (e.g., inibição de constituição de novos clientes ou execução de garantias).
3. A Diretiva estabelece ainda que os custos eficientes de operação da gestão integrada de garantias deverão ser suportados pelos operadores de redes e pelo GGS, na proporção das responsabilidades geridas e referentes a cada um no valor global de responsabilidades geridas pelo GIG no ano anterior à repercussão de tais custos. Ainda de acordo com a diretiva, uma vez aprovados pela ERSE para cada ano em base previsional, os custos da atividade do GIG são por este faturados aos operadores de rede e ao GGS com periodicidade mensal e no formato definido pela ERSE.
4. O CT observa que nesta proposta tarifária não há referência à inclusão destes encargos nos proveitos do ORD para 2021. O CT entende que estes encargos, decorrendo de uma determinação regulamentar, não são controlados pelos operadores de redes e pelo GGS.
5. Neste sentido, o CT recomenda que, na repercussão destes custos nos proveitos permitidos destas entidades, estes sejam enquadrados como repasse tarifário no respetivo modelo de regulação económica.

Q. Preço dos outros serviços

Q.1 – Alterações aprovadas

O conjunto de serviços ocasionais prestados pelos operadores sofrem regularmente ajustes para melhor aderência aos valores reais destacando-se, em síntese, os seguintes ajustamentos na proposta de tarifas e preços para 2021:

Q.1.1 – Em Portugal continental

- Redução até 0,5% dos serviços de interrupção e restabelecimento, nos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BTE.
- Aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2021 dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento, em BTN.
- Aumento de 0,7% dos preços dos serviços da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamentos de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

Q.1.2 – Nas regiões autónomas

- Aumento de 1,4% dos preços dos serviços prestados pelos operadores nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em linha com a proposta submetida pelas empresas, e em conformidade com o critério adotado pela ERSE como pressuposto de atualização (deflator implícito no consumo privado previsto para 2021)



- Aumento de 1,4% dos preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento nas regiões autónomas.

Q.2.1 – Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão

1. A ERSE considera que a presente matéria carece de melhor esclarecimento jurídico, quer na fundamentação quer no conteúdo. Assim:

“A ERSE propõe para 2021 a não aprovação de preços de aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes, ao abrigo do estabelecido no artigo 33.º do RSRI.

Em contrapartida, propõe-se a aprovação de preços para este serviço ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no RAC, como se concretiza no capítulo 6.3.

Por último, cabe referir que, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019, o RAC será objeto de revisão pela ERSE ainda durante o ano de 2020, antecipando-se a consagração autónoma do preço do serviço regulado em causa, bem como a revogação do preço previsto na alínea d), do n.º 1 do artigo 33.º do RSRI.”

2. Nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes em BTN, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes.
3. Trata-se, como refere a ERSE, da primeira vez que estes preços são aprovados ao abrigo do RAC.
4. Salienta-se a maior exigência ao nível dos requisitos funcionais dos equipamentos, em particular ao nível da desagregação temporal dos registos e da periodicidade diária de leitura remota face ao previsto no Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), de modo a assegurar a operacionalização imediata das instalações.
5. Esta circunstância determina a necessidade de instalação de equipamentos de medição de tecnologia GPRS, monofásicos ou trifásicos, em detrimento da tecnologia PLC.
6. O CT regista as acrescidas necessidades técnicas para os equipamentos de medição, no caso do ponto de ligação da unidade de produção para autoconsumo coletivo, recomendando à ERSE a reformulação do quadro 6-25. Com efeito, neste quadro, é apresentada uma comparação da evolução dos preços cuja comparabilidade não se afigura correta, dadas as diferenças técnicas dos equipamentos em análise.

Quadro 6-25 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-Redes para 2021

Unidade: EUR

| Cliente | Serviço | Preços em vigor em 2020 | Preços propostos pela E-Redes para 2021 | Variação (%) |
|---------|---|-------------------------|---|--------------|
| BTN | Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes: | | | |
| | Contagem trifásica | 51,18 | 115,39 | 125,5% |
| | Contagem monofásica | 24,15 | 79,99 | 231,2% |

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.



7. Sugere-se igualmente à ERSE que assegure a correta aplicação do preço para as RAA dado que não se encontra justificação cabal para uma extrapolação direta dos custos dos equipamentos do continente, propostos pela E-Redes e aceites pela ERSE.

Q.2.2 – Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

1. A ERSE aceita as propostas das empresas
 - Continente: a E-REDES propõe atualizar o preço de 2020 num acréscimo de 0,7% o que reflete o custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga - 29,79€.
 - Madeira e Açores: a EEM propõem aplicar o deflador ao preço de 2020 - 29,99€.
2. O CT valoriza a descida generalizada dos preços de interrupção e restabelecimento de fornecimento em AT, MT e BT. Manifesta, porém, alguma apreensão com os aumentos previstos para intervenções ao nível do ponto de alimentação, intervenções técnicas especiais ao nível do ramal e restabelecimento urgente de fornecimento que, em alguns casos, são significativas.
3. Independentemente da validade dos critérios subjacentes a estes aumentos, as circunstâncias presentes, que fazem prever cenários futuros de desgaste social e económico e ruturas financeiras das famílias em larga escala, poderão vir a retirar peso à argumentação favorável aos aumentos agora definidos.
4. O CT reconhece a dificuldade que a ERSE terá relativamente ao quadro legal aplicável à definição do preço para a aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.
5. O CT ficaria mais confortável, e consequentemente todos os *players* em jogo se, nesta e em quaisquer outras matérias respeitantes ao SEN, o legislador e o regulador estabelecessem canais de comunicação desimpedidos e eficazes que permitissem uma adesão fácil e imediata entre o legislado e o regulado.

R. Qualidade de serviço técnica

1. A qualidade de serviço constitui uma componente muito importante do processo regulatório e assume um papel determinante para a competitividade das empresas e para a tomada de decisão dos clientes.
2. O CT entende, por isso, que as propostas de tarifas e preços de energia elétrica e os Planos de Desenvolvimento e Investimento para o Setor Elétrico devem refletir e concorrer objetivamente para o cumprimento dos padrões de indicadores de qualidade previstos no [Regulamento da Qualidade de Serviço](#) (RQS).
3. O CT assinala positivamente a publicação do Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico (continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica), referente ao ano de 2019, que avalia a qualidade do fornecimento de energia elétrica percebida pelos clientes e o desempenho dos operadores de redes.
4. O CT sinaliza, com agrado, o cumprimento generalizado por parte das empresas reguladas, em 2019, dos padrões associados aos indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo-se deste modo a trajetória registada nos últimos anos.
5. O CT reconhece os esforços desenvolvidos pelos ORT e ORD com vista à melhoria contínua da qualidade de serviço e recomenda à ERSE que continue a valorizar esta componente do sistema regulatório que assume importância fundamental num mercado cada vez mais concorrencial.



6. O bom desempenho das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço, a par do trabalho desenvolvido neste domínio pela ERSE, contribui para a afirmação e dignificação do modelo de regulação nacional do setor elétrico, aspeto que o CT valoriza.

S. Diversos

Nos seus últimos pareceres relativos ao tema da *proposta de tarifas e preços da energia elétrica*, o CT tem vindo a tecer algumas considerações relativamente a matérias que, sendo do âmbito legislativo, não permitem à ERSE uma intervenção direta e imediata, como sejam o IVA na fatura da eletricidade, a Contribuição para o Audiovisual (CAV) e os saldos de gerência.

Neste parecer, o CT volta a abordar aquelas matérias.

S.1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

Não obstante a publicação do Decreto-Lei 74/2020, de 24 de setembro, o CT volta a salientar que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

S.2. Contribuição para o Audiovisual (CAV)

1. O CT reitera a sua discordância com a cobrança da Contribuição para o Audiovisual (CAV), criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, através da fatura de eletricidade, considerando não só não existir qualquer conexão entre os dois serviços – fornecimento de eletricidade e serviço de rádio e televisão – como também que esta prática não contribui para uma correta e transparente forma de transmissão dos custos da eletricidade para os consumidores.
2. Em consequência, não pode o CT deixar de persistir na necessidade de alteração desta situação.

S.3. Saldos de gerência

1. Os pareceres do CT relativos à “proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em [2019](#)” e à “proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em [2020](#)” abordaram a questão dos saldos de gerência e da sua devolução às tarifas, explicitada no Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
2. A este propósito, o CT recorda que, nos termos do Estatutos da ERSE (n.º 6 do Art.º 50.º do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho), e da Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com Funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo (Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto), caso se verifiquem saldos de gerência, os mesmos devem reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas.
3. Neste sentido, aguarda o CT que o valor remanescente, à data, em saldo de gerência seja finalmente transferido para as tarifas, com efeitos já em 2021.

T. Recomendações para o próximo período regulatório

1. Atento ao impacte *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis e pela sua efetiva transferência financeira para o SEN. Neste contexto, o CT insiste em recomendar a necessidade de estimar adequadamente o montante a incluir nas tarifas de cada ano, por forma a minimizar os acertos futuros.
2. Observada a utilidade de dispor de um quadro que, para cada ano, sistematize o conjunto das medidas mitigadoras, dos seus montantes, da sua origem normativa, bem como do realizado no ano anterior, o CT recomenda que a ERSE concretize a sua visibilidade, com a inerente discriminação daqueles montantes, incluindo-os na proposta de tarifas.



3. Considerando que nas RA as TCVF publicadas pela ERSE constituem a única opção para os consumidores nelas residentes, sugere-se que seja evidenciado o impacto que se perspetiva para 2021. Assim, o CT recomenda que a ERSE evidencie aquele impacto comparando com o tarifário atual.
4. Observada a diferenciação da metodologia de cálculo das tarifas de mobilidade que incorporam a parte correspondente à potência contratada, a qual é individualizada nas outras tarifas, o CT recomenda que seja assegurado que os custos referentes à utilização das redes sejam os mesmos em cada nível de tensão, independentemente do seu uso.
5. O CT recomenda que seja quantificado e avaliado o impacto da medida de isenção do pagamento dos encargos com os CIEG para o autoconsumo nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores em geral, por forma a acautelar-se a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional, tal como expresso no Decreto-Lei nº 162/2019, de 25 de outubro.
6. O CT recomenda que a ERSE continue a sensibilizar o Legislador para a diminuição sustentada dos CIEG, de forma a obter TAR tendencialmente mais baixas.
7. No que respeita ao único evento extramercado interno ao SEN considerado pela ERSE para os anos de 2019, 2020 e 2021 (o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade-ISP), o CT solicita que seja explicitado o fundamento para a opção tomada pela ERSE de não consideração do Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, para a fixação de tarifas de 2021, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos a esta componente que afeta os proveitos permitidos, pelo que recomenda que a ERSE adote uma postura prudente na definição final das tarifas para 2021.
8. O CT recomenda que a ERSE continue a minimizar qualquer agravamento da distorção das TVCF, ao nível da BTN, face à tarifa aditiva.
9. O CT recomenda que para a fixação final das tarifas seja considerada uma previsão da procura para 2021 que reflita a informação mais recente, designadamente o consumo registado até novembro de 2020.
10. Relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, o CT recomenda que a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e impactos quer no mercado livre, quer no CUR.
11. Reconhecendo a importância do aprofundamento do mercado livre o CT recomenda que a ERSE transmita mensagens claras e informativas ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, a existência de simuladores, bem com outras matérias capazes de aumentar o nível de literacia energética dos consumidores.
12. Em complemento, e observada a recente atualização da vigência das tarifas transitórias bem como a estabilização da dimensão do mercado regulado, o CT recomenda que a ERSE continue a monitorizar uma adequada transição dos clientes em mercado regulado para o mercado liberalizado, salvaguardando os interesses dos consumidores e assegurando o adequado equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso.
13. No que se refere às perdas não técnicas nas redes de distribuição, o CT recomenda que a ERSE, no seu papel de regulador sectorial, promova uma melhoria do enquadramento regulamentar, nomeadamente através da sensibilização do legislador e da apresentação de propostas técnicas. Esta melhoria da legislação será essencial para um adequado tratamento a adotar nas situações de fraude e furto de energia.
14. No âmbito da taxa de remuneração da atividade de DEE, considera o CT que importa efetuar uma análise de mercado envolvendo, entre outros aspetos, a comparação com outros países, no sentido



- de garantir um valor adequado que viabilize a realização dos investimentos necessários à rede de distribuição, em particular no atual contexto da transição energética.
15. No que diz respeito aos proveitos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, o CT mantém as recomendações efetuadas no parecer às tarifas de 2020:
 - a. *O CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.*
 - b. *O CT reitera a recomendação à ERSE para que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.*
 - c. *Mais recomenda o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.*
 16. Na atual proposta de tarifas para o ano de 2021, é referido: "foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período regulatório a iniciar em 2022."
 17. Desta forma, o CT recomenda que a ERSE, suportada nos resultados do estudo contratado, para além de definir novos parâmetros na próxima revisão dos mesmos com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2022, tenha também em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento de combustível, comprovadamente não controláveis por parte das empresas RA, a partir de janeiro de 2020.
 18. O CT recomenda que a ERSE prossiga as ações tendentes à aplicação da taxa de IVA reduzida ao consumo de eletricidade, considerando tratar-se de um serviço público essencial.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 16 de novembro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

**◆ Resposta da ERSE ◆**

I

ENQUADRAMENTO

A ERSE regista com agrado a concordância do Conselho Tarifário com a decisão de prolongar em mais um ano o atual período regulatório do Setor Elétrico. Esta decisão permitirá, aquando da definição dos parâmetros para o novo período regulatório a iniciar em 2022, ter um melhor conhecimento dos impactos económicos que a atual crise sanitária teve quer ao nível da procura de eletricidade, quer mais em particular, ao nível do desempenho das empresas reguladas. Na preparação do novo período regulatório a ERSE poderá, assim, internalizar alguns dos efeitos decorrentes da atual crise, caso entenda que o mesmo se justifique.

II

GENERALIDADE**B. DESVIOS VERIFICADOS EM 2020**

Os valores das medidas mitigadoras consideradas na proposta de tarifas resultam de decisões de política energética aprovadas pelo Governo e Assembleia da República em função da sua competência. Tendo em conta que se tratam de medidas que, na generalidade, dependem da obtenção de verbas através de outras fontes de financiamento, o valor real a transferir pode, em certas situações, ser objeto de ajustamento *ex-post*, pelo que esses valores são considerados, com prudência, na proposta tarifária. Registe-se, contudo, que o desvio entre os valores considerados e os valores que ocorrem de facto têm vindo a diminuir.

No que se refere à estimativa adequada do volume dos custos e de proveitos para o cálculo das tarifas, e em linha com a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário, de forma a minimizar os ajustamentos futuros, os valores utilizados nos cálculos dos proveitos permitidos efetuados pela ERSE resultam da informação enviada pelas empresas e da recolha e análise dos dados mais atuais à data de cálculo das tarifas.

Contudo, qualquer exercício de previsão tem resultados incertos, designadamente nas variáveis cujas evoluções são independentes do contexto regulatório, bem como do desempenho e das opções estratégicas das empresas reguladas.

A ERSE procurou desde sempre minimizar os impactos destas condicionantes do cálculo tarifário, como por exemplo, ao contemplar no Regulamento Tarifário ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos das atividades mais sujeitas a evolução dessas variáveis, que são determinados com base em informação recolhida no ano a que diz respeito os proveitos.

III

ESPECIALIDADE**A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS**

A ERSE regista o comentário do Conselho Tarifário relativamente à inclusão de uma análise que apresenta um impacto médio das tarifas de acesso às redes na fatura final dos consumidores do mercado livre. As considerações incluídas no comunicado são, no entender da ERSE genéricas e informativas.



A inclusão desta análise no comunicado da proposta de tarifas e preços, referida como «impacte médio» nas tarifas de acesso às redes para o mercado livre, teve como objetivo informar os clientes finais em mercado livre, onde já se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto líquido na fatura de eletricidade, tendo em conta a existência de evoluções em sentidos contrários, designadamente o aumento das tarifas de acesso às redes e uma redução generalizada dos custos de aprovisionamento de eletricidade, valorizando, assim, o próprio mercado livre.

Os pressupostos utilizados nesta análise são apresentados no Dossier de Imprensa, onde se encontra de forma mais detalhada a variação das várias componentes da tarifa de acesso às redes, bem como informação complementar.

B. TAXAS DE REMUNERAÇÃO DAS EMPRESAS REGULADAS 2019 A 2021

A ERSE toma boa nota dos comentários do Conselho Tarifário. Embora a taxa de remuneração seja um parâmetro definido para todo o período regulatório, com base na melhor informação disponível à data, inclui um mecanismo de indexação que permite, dentro de determinados limites (o *cap* e o *floor*), adaptar o valor definido no início do período às condições de mercado efetivamente registadas em cada ano.

Num quadro de relativa instabilidade que ainda caracteriza o mercado financeiro nacional, esses limites aplicados na regulação em Portugal, e que não são aplicados por outros reguladores europeus porque as taxas de remuneração que definem são, de um modo geral, fixas durante o período regulatório, visam garantir a proteção dos consumidores e das empresas reguladas perante a evolução inesperada do contexto financeiro nacional.

Assim, é natural que, em certas circunstâncias, a taxa de remuneração de um determinado ano seja limitada pelo *cap* ou pelo *floor*, como aliás aconteceu recentemente no setor do gás natural. Nesse setor, no exercício tarifário de 2020-2021, a taxa de remuneração final para o ano de 2019 foi limitada pelo nível do *floor*, mesmo sem prolongamento do período regulatório.

Para o período regulatório do setor elétrico que se inicia em 2022, a ERSE definirá os novos parâmetros para o cálculo da taxa de remuneração, avaliando o ocorrido no passado (designadamente a proximidade do *floor*) e incorporando as condições de mercado conhecidas na altura.

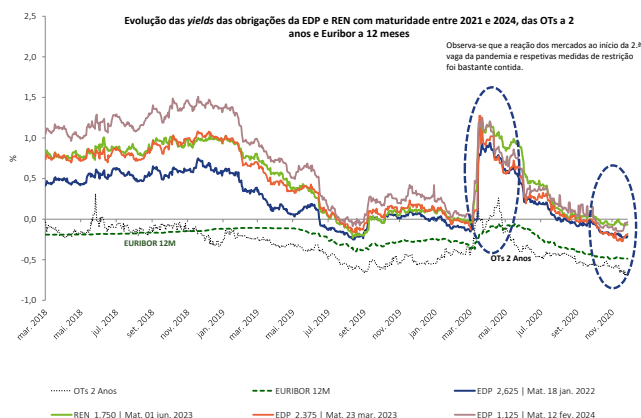
Note-se que o prolongamento do período regulatório por mais um ano, com a consequente aplicação dos parâmetros definidos para o período 2018-2020, teve impacte não apenas na taxa de remuneração, mas também na generalidade das variáveis utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos. Nalguns casos terá contribuído para proveitos permitidos inferiores aos que resultariam de novos parâmetros e noutros casos para o inverso.

C. TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2021

A ERSE agradece os comentários do Conselho Tarifário. Relativamente ao setor do gás natural, o *spread* de 0,75% aplicável aos ajustamentos de 2019 reflete as condições de mercado em 2019, à data da definição das tarifas para esse setor, que não são comparáveis às verificadas em 2020 para o setor elétrico, tal como observado na figura 1 e na figura 2. Note-se, ainda, que as empresas que atuam em cada setor não são exatamente as mesmas, além de que o peso de cada empresa nas atividades reguladas é diferente entre setores.

Uma vez que na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos se considera o custo de financiamento (*yield* das obrigações) das várias empresas que atuam no setor, o *spread* adequado a cada setor poderá ser diferente, mesmo quando definido para o mesmo ano.

Figura 1 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de curto prazo – Tarifas SE 2021



Observa-se que a reação dos mercados ao início da 2.ª vaga da pandemia e respetivas medidas de restrição foi bastante contida.

Registe-se, ainda, que no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, de junho de 2020, na justificação do valor definido para o *spread* a aplicar aos ajustamentos de t-1, a ERSE refere que: “Embora as condições financeiras verificadas em 2019 permitissem reduzir o valor do *spread* do ano s-1 (2019) para 0,50 pp., tendo em conta o atual ambiente de volatilidade e incerteza face à evolução das condições económico-financeiras entendeu-se manter o *spread* do ano s-1 (2019) em 0,75 pp., igual ao *spread* do ano de 2018 (que passa a ser o *spread* para s-2).”

Ora, apesar das perspetivas macroeconómicas decorrentes da crise provocada pela Covid-19 serem ainda algo incertas, é possível observar que a volatilidade financeira de curto prazo diminuiu substancialmente durante o verão de 2020, com a concretização das intervenções do Banco Central Europeu e da União Europeia no sentido de estabilização dos mercados e de apoio à recuperação das economias.

Figura 2 - Evolução das yields das obrigações da Galp, REN e EDP de curto prazo – Tarifas GN 2020-2021



D. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

A ERSE confirma que a importante variação entre o valor previsto de 2020 em Tarifas 2020 (61,33 EUR/MWh) e o agora estimado, também para 2020, reflete, em grande medida, os efeitos da pandemia da COVID-19 nos fatores que influenciam o custo médio de aquisição do CUR. De facto, estes efeitos tiveram um impacto muito significativo, que nem a estabilidade proporcionada pelo mecanismo de leilões de aprovisionamento do CUR pôde atenuar.



No entanto, a ERSE não quer deixar de salientar que os exercícios de previsão, para esta e para as outras variáveis, são realizados com base na informação disponível à data das mesmas, e apresentam as melhores estimativas face a essa mesma previsão.

É natural que os valores reais que se virão a verificar no futuro sejam diferentes das previsões e estimativas, por efeito de diversos fatores, quer não previstos, quer devido a evolução distinta de variáveis face ao que estava na base das previsões.

Como tal, mesmo sem o efeito extraordinário da pandemia, seria provável que os valores reais registados para as diferentes variáveis fossem diferentes do previsto, embora com uma magnitude menor.

E. TARIFAS REGULADAS EM 2021 NO CONTINENTE E NAS RA

E.1.2 Notas finais

O Conselho Tarifário alerta para o impacto que as medidas mitigadoras têm na evolução tarifária, em particular, na evolução das tarifas de acesso às redes.

Relativamente às medidas mitigadoras, os montantes previstos pela ERSE têm por base fontes de informação oficiais e escrutináveis, que são devidamente ponderadas, de modo a que o reconhecimento desses montantes em tarifas seja o mais possível aderente à realidade, dado o seu impacte significativo na evolução tarifária.

Porém, apesar dos esforços da ERSE em obter a informação mais atualizada perante as entidades responsáveis, por vezes, a concretização legislativa não ocorre até ao fecho do processo tarifário, o que pode justificar diferenças entre os montantes previstos e o que de facto foi verificado.

No entanto, importa também referir que o aumento das tarifas de acesso às redes em 2021 não se pode atribuir de forma tão veemente à diminuição das medidas mitigadoras ou a desvios das suas previsões. Com efeito, verifica-se que o total de medidas mitigadoras consideradas nas tarifas de 2021 (335 milhões de euros, na versão final, e 268 milhões de euros, na proposta tarifária enviada ao CT a 15 de outubro) é superior ao considerado nas tarifas de 2020 (254 milhões de euros).

Por outro lado, assinala-se que um dos efeitos mais preponderantes na evolução das tarifas de acesso às redes em 2021, decorre do decréscimo da procura de eletricidade resultante da crise pandémica da COVID-19. Recorde-se que a redução da procura observada em 2020 levou a uma queda substancial dos preços de mercado, com o consequente acréscimo do sobrecusto da PRE do ano 2020 (diferença entre o custo da PRE com FIT e a receita obtida pelo CUR com a colocação dessa produção em mercado) em cerca de 390 milhões (425 milhões de euros na proposta tarifária enviada ao CT) face ao previsto nas tarifas de 2020, montante que está repercutido nos ajustamentos t-1 das tarifas de 2021.

E.5. Tarifas do autoconsumo

O regime do autoconsumo, estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, tem subjacente a proximidade entre as Instalações de Utilização (IU) e as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), embora seja possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, estejam ainda assim interligadas através da RESP. É às situações em que a Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) é utilizada para veicular energia eléctrica entre a UPAC e a IU que se aplicam as tarifas de acesso às redes.

Neste momento, os projetos de autoconsumo existentes são aqueles em que não há utilização da RESP. Esta será a situação usual de autoconsumo, tanto pela questão da efetiva proximidade referida acima, como por ser aquela em que os custos de investimento e de operação serão menores. Evitam-se, por exemplo, custos de ligação da UPAC à RESP e não há lugar ao pagamento de tarifas de acesso às redes pela



energia autoconsumida. Mesmo no caso do autoconsumo coletivo, a partilha de energia produzida na UPAC utilizará, sempre que possível, a rede interna que interliga as IU (p.e. de um edifício de habitação). Só nos projetos em que tal não seja possível, se recorrerá à RESP.

Assim, a ERSE considera que, em 2021, a situação será próxima da atual, sendo que as situações de autoconsumo com utilização da RESP, a existirem, não terão materialidade suficiente para que as modalidades de isenção de CIEG, estabelecidas pelo Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, tenham repercussões nos preços das tarifas de acesso às redes a pagar pelos restantes utilizadores.

A ERSE, no âmbito do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, tem acesso à listagem dos projetos de autoconsumo beneficiários de isenção de CIEG. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) verifica as condições de elegibilidade e, no prazo de 5 dias úteis a contar da verificação das condições de elegibilidade, remete à ERSE uma listagem dos projetos de autoconsumo beneficiários da isenção. Isto permitirá à ERSE monitorizar muito de perto este assunto, e ir de encontro à preocupação do Conselho Tarifário, quantificando e avaliando os impactos desta medida nas tarifas de acesso às redes e na sustentabilidade financeira a longo prazo.

F. EVOLUÇÃO DOS CIEG

A ERSE reconhece que a evolução dos CIEG, principalmente o diferencial de custo da PRE e o sobrecusto dos CAE, tem um efeito significativo ao nível das tarifas de acesso às redes. No entanto, estas rubricas são influenciadas por fatores que estão fora da esfera de atuação da ERSE.

Nestes fatores podemos incluir as medidas mitigadoras decorrentes da legislação em vigor ou de decisões legislativas ou regulamentares do membro do Governo responsável pela área da Energia, cujo efeito ocorre não só no ano de tarifas em que estão a ser consideradas, mas também ao nível dos ajustamentos, que pode afetar a evolução da dívida tarifária através do mecanismo de diferimento do diferencial de custo da PRE.

Outro fator que influencia a evolução do diferencial de custo da PRE, é o sobrecusto do próprio ano, que decorre, por um lado, das previsões de produção e dos preços pagos a estes produtores, que definem o custo da compra da produção com remuneração garantida, e, por outro lado, dos preços de mercado (*spot*, leilões), que definem as receitas obtidas pelo CUR na venda desta produção.

Ambas as parcelas do sobrecusto da PRE do ano (compras e vendas) podem ser afetadas por ocorrências extraordinárias, como por exemplo efeitos climáticos, que provocam oscilações na produção de origem renovável e consequentemente no custo da sua aquisição, ou alterações substanciais dos preços de mercado, como a observada no ano 2020, que provocam oscilações nas receitas das vendas.

Naturalmente, as alterações nos preços de mercado acima referidas afetam de modo muito similar a parcela de receita do sobrecusto dos CAE, embora neste caso as variações de produção, determinadas pelas condições de mercado de cada central, e a existência de um encargo fixo a pagar aos produtores com CAE, também sejam determinantes no valor final deste CIEG.

F.1. Diferencial do custo da PRE

O diferencial de custo da PRE repercutido nas tarifas de acesso às redes é fortemente influenciado por decisões legislativas, tanto no que respeita aos regimes de remuneração bonificados atribuídos aos produtores, como relativamente às medidas de sustentabilidade decididas pelo Governo com impacto neste CIEG.

Face aos montantes que esta rubrica assume e ao seu consequente impacto tarifário foi definido o mecanismo de diferimento, recentemente renovado, para possibilitar a sua aplicação até 2025, que permite atenuar o efeito tarifário em cada ano, diferindo parte do diferencial de custo da PRE para o futuro.



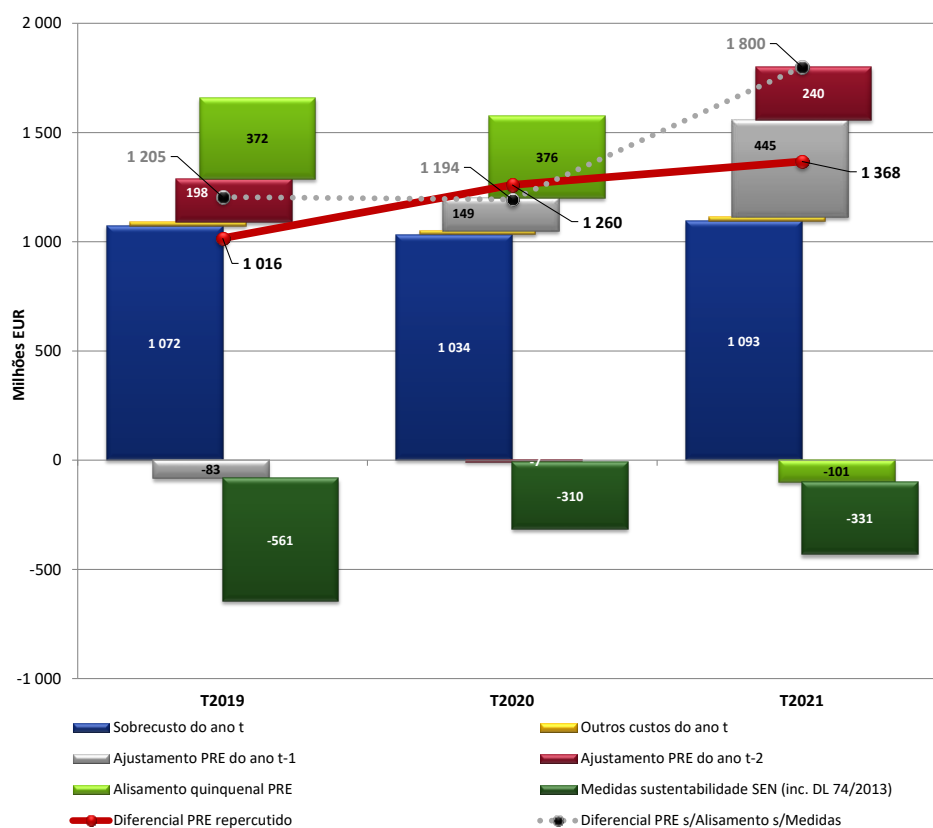
A figura seguinte ilustra as principais componentes do diferencial de custo da PRE nos exercícios tarifários de 2019, 2020 e 2021.

No caso do sobrecusto da PRE previsto para o ano de tarifas (ano t), observa-se que as variações não são significativas nestes 3 anos. Contudo, nota-se que a redução notória do custo unitário médio de aquisição da PRE com FIT prevista para 2021 (de 102,5€/MWh em tarifas 2020, para 90,8€/MWh na versão final das tarifas 2021), decorrentes da legislação em vigor, não tem reflexo no sobrecusto do ano 2021, devido a um decréscimo ainda mais acentuado do preço de referência para o cálculo do sobrecusto PRE com FIT (de 54,4€/MWh em tarifas 2020 para 42,1€/MWh).

Quanto aos ajustamentos, verifica-se que o seu peso no diferencial de custo da PRE tem um acréscimo substancial em 2021. Por um lado, o ajustamento de t-2 (fecho do ano de 2019) é fortemente afetado por medidas mitigadoras previstas e não concretizadas no ano de 2019, por outro lado, o ajustamento de t-1 (última estimativa para 2020) resulta, como já anteriormente referido, do decréscimo da procura de eletricidade em 2020 devido à crise pandémica da COVID-19, que provocou uma queda substancial dos preços de mercado e, conseqüente, um acréscimo do sobrecusto da PRE do ano 2020.

Em sentido contrário, o efeito do mecanismo de diferimento permitiu uma redução substancial do diferencial de custo da PRE a recuperar em 2021.

Figura 3 – Diferencial do custo da PRE 10721034109



Face aos condicionalismos externos que impendem atualmente sobre o diferencial de custo da PRE, a evolução prospetivada para este CIEG, que se reflete no imediato nas tarifas de acesso às redes e na dívida tarifária de 2021, não deverão afetar de modo crítico a sustentabilidade económica e financeira do SEN.

F.2. Custos dos CMEC



Conforme previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a revisibilidade anual dos CMEC está sujeita a homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Só após esse ato é que os valores definitivos da revisibilidade são apurados e podem ser considerados nas tarifas.

Assim, e no caso particular da revisibilidade anual de 2017 (que apenas abrange o primeiro semestre desse ano), uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, o valor definitivo desse montante não pode ser considerado nas tarifas.

H. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN/MEDIDAS MITIGADORAS

O Conselho Tarifário menciona nos seus comentários a importância que a concretização das medidas mitigadoras assume na evolução dos proventos permitidos, não só do próprio ano como também em ajustamentos com efeitos em anos posteriores. Realça, igualmente, o papel da ERSE na forma de apresentação e divulgação do nível de concretização daquelas medidas.

Neste particular, importa recordar que a atuação da ERSE passa sempre por um processo de análise e averiguação junto das autoridades competentes, quando aplicável, da qual resulta a previsão que se considera mais adequada para determinada medida em particular. Além disso, relativamente às medidas para as quais a ERSE tem competências para o seu cálculo, o mesmo baseia-se na legislação aplicável e nas melhores estimativas para os fatores que o influenciam. No entanto, e apesar dos esforços envidados pela ERSE no sentido de considerar em tarifas de cada ano a melhor previsão dos valores das medidas mitigadoras, a publicação do suporte legal para alguns daqueles valores nem sempre se concretiza com a antecedência necessária à finalização do processo tarifário.

O quadro que resume as medidas mitigadoras, bem como a sua concretização face às previsões iniciais, será incluído no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” a publicar em 15 de dezembro, com a informação constante da tabela que se segue.

Quadro 1 - Medidas mitigadoras



| | Unidade: Milhares de euros | | | | |
|---|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2 019 | 2019T | 2020E | 2020T | 2021T |
| Revisão do mecanismo previsto no DL 74/2013 | 17 890 | 41 000 | 26 400 | 56 192 | 30 200 |
| Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN | 153 551 | 163 362 | 140 000 | 149 687 | 153 090 |
| Compensação dos produtores eólicos resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial | 28 148 | 27 416 | 27 097 | 27 387 | 0 |
| Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio | 155 594 | 154 000 | 61 734 | 51 966 | 140 624 |
| Receitas adicionais no âmbito do CELE | | 35 000 | | | |
| 50% receita gerada pela tributação dos produtos petrolíferos em sede de ISP e adicionamento de CO2 | 0 | 0 | 1 694 | 10 896 | 750 |
| Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN | 0 | 0 | 5 788 | 13 834 | 6 009 |
| Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis | 0 | 140 000 | 0 | 0 | 0 |
| Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção, para energia solar fotovoltaica | 0 | 0 | 0 | 0 | 473 |
| Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução no sobrecusto CAE | | | | | 44 242 |
| Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle | | | | | 72 900 |
| Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento | | | | | 14 156 |
| TOTAL medidas de contenção tarifária | 355 183 | 560 777 | 262 713 | 309 961 | 462 444 |

I. MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

A determinação dos valores previsionais em sede de exercício tarifário para 2021, relativamente ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, considerou, na proposta efetuada pela ERSE, a melhor informação disponível à data de preparação da mesma. Nesse sentido, a ERSE não poderia deixar de considerar a abordagem seguida no Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, em que são estabelecidos os valores da compensação final a aplicar para o ano de 2019, considerando-se o regime de ISP como o único evento extramercado de ordem interna ao SEN.

A opção da ERSE está, de resto, alinhada com a metodologia seguida nos anteriores exercícios tarifários, sendo de realçar que a mesma pretende assegurar a maior previsibilidade e a estabilidade tarifária decorrente da estimação de valores afetos ao mecanismo de equilíbrio concorrencial no mercado grossista de eletricidade.



Importa, ainda, referir que o Despacho n.º 6 740/2020, de 30 de junho, que estabelece os valores de pagamentos por conta para 2020, refere no seu n.º 2, que o valor apurado, de 2,24 Euro/MWh, deve ser aplicado a “(...) todos os produtores de energia elétrica que explorem centros eletroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados.”. Ora, na redação do mesmo Despacho, a referência a eventos extramercado de ordem interna ao SEN apenas surge no preâmbulo, referindo-se a estes como estando identificados, sem, contudo, determinar quais vigoram. Neste quadro, não poderia a ERSE considerar outra opção que não a última interpretação dada à consideração efetiva de valores para cálculo de proveitos tarifários, o que veio a suceder com o Despacho n.º 10 177/2020, de 22 de outubro.

J. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

J.1. Aditividade tarifária

No que se refere à dúvida levantada pelo Conselho Tarifário relativamente à figura 4-4 do documento da «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021», a ERSE confirma que a informação apresentada está correta. Para clarificar a questão importa ter em conta a nota adicional pertencente à figura 4-4¹²⁰. De acordo com a nota indicada, as variações apresentadas na figura são determinadas face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020, o que se estende tanto às variações apresentadas para a tarifa transitória como às variações para a tarifa aditiva. Isto é, também a variação percentual apresentada para a tarifa aditiva toma como ponto de partida a tarifa transitória do ano anterior. A dúvida do CT sugere que este estava a interpretar a variação da tarifa aditiva como sendo calculada face à tarifa aditiva do ano anterior.

Refira-se que a abordagem utilizada pela ERSE tem sido o modelo adotado em publicações anteriores. Esta abordagem tem o mérito de identificar situações de plena aditividade tarifária como as situações em que as variações da tarifa transitória e da tarifa aditiva são iguais, quando medidas face ao mesmo ponto de partida (aqui: tarifa transitória do ano anterior). Tomando boa nota do comentário do CT, julga-se pertinente clarificar a nota da figura para não se suscitarem dúvidas semelhantes no futuro¹²¹.

Ainda em matéria de aditividade tarifária, o CT recomenda que a «ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento das distorções na preparação das Tarifas finais ...». Neste capítulo importa destacar que a proposta de tarifas da ERSE já procedeu a ajustamentos significativos quando comparada com exercícios tarifários anteriores. Enquanto que nos exercícios tarifários anteriores a regra tem sido de limitar as variações máximas preço-a-preço, de acordo com um limiar percentual igual para todos os preços, nesta proposta de tarifas a opção foi de permitir a repercussão na íntegra do aumento no termo de potência da tarifa de acesso às redes. Isto justifica-se especialmente num contexto em que várias opções tarifárias em BTN apresentam termos de potência abaixo do preço da tarifa aditiva. Acresce que neste ano, com uma grande amplitude de variações de preços, em particular no termo de potência, torna-se necessariamente mais difícil obter melhorias de aditividade tarifária.

A título informativo, sublinha-se que esta proposta tarifária incluiu um novo indicador na análise da convergência das tarifas transitórias e das tarifas de venda a clientes finais, apresentando uma decomposição entre preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva, ponderando os resultados pelo peso em receitas de cada opção tarifária.¹²²

No caso das tarifas transitórias conclui-se que a proposta tarifária para o ano 2021 resultava para a globalidade de BTN em Portugal continental em preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva

¹²⁰ A nota da figura refere o seguinte: «*Variações calculadas face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020.*»

¹²¹ A nova redação proposta é: «*Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020.*»

¹²² Para Portugal continental: Figura 4-3 do documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021».



equivalente a 1,7% das receitas, sendo essa diferença compensada com preços abaixo da tarifa aditiva com um valor equivalente de -1,7%, preservando assim a aditividade tarifária em termos médios. Este registo para 2021 é superior ao intervalo de valores para o ano 2020 ($\pm 1,5\%$). Caso a ERSE tivesse optado por uma estabilidade tarifária máxima, interpretada como impondo a todos os preços em BTN a mesma variação face ao ano anterior, este indicador teria piorado em 2021 para um intervalo de $\pm 3,0\%$. Logo, a análise deste indicador permite ter uma ordem de grandeza do ajustamento já conseguido com a proposta tarifária apresentada ao CT.

J.2. Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

A ERSE toma boa nota do reconhecimento do Conselho Tarifário relativamente à aditividade tarifária conseguida nas Regiões Autónomas, nomeadamente em termos de preço médio nos níveis MT, BTE e BTN.

No que respeita à recomendação do CT para se prosseguir com ajustamentos que minimizem as distorções face à tarifa aditiva, nomeadamente em BTN, é preciso salientar que fruto das variações distintas em alguns preços é difícil evitar um ligeiro agravamento das distorções, tal como se viu no caso das tarifas transitórias em Portugal continental (ver resposta à secção J.1). As variações distintas decorrem dos comportamentos em sentido contrário entre a tarifa de acesso às redes (com aumentos nos termos de energia e de potência) e a tarifa de energia (com reduções nos termos de energia).

Nesta matéria importa também destacar um novo indicador para avaliar o grau de aditividade tarifária, o qual passou este ano a integrar o pacote documental das decisões tarifárias¹²³. O indicador, designado por «decomposição da distância da TVCF face à tarifa aditiva», mede o peso dos preços que estão desalinhados com a tarifa aditiva em termos de recuperação de receitas, separando as situações de preços acima e de preços abaixo da tarifa aditiva. Uma vez que a aditividade tarifária já se encontra assegurada nas Regiões Autónomas como um todo, este novo indicador apresenta um intervalo com limites simétricos ($\pm X\%$). O quadro seguinte apresenta o novo indicador para três cenários diferentes, a saber: [A] tarifas do ano 2020, [B] proposta de 15 de outubro para as tarifas do ano 2021, [C] proposta de 15 de outubro para as tarifas do ano 2021 impondo variações uniformes nos preços de cada Região Autónoma¹²⁴.

Quadro 1 - Decomposição da distância da TVCF face à tarifa aditiva, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva

| | [A] Tarifas 2020 | [B] Tarifas 2021 (proposta de 15-outubro) | [C] Tarifas 2021 (proposta de 15-outubro com variações uniformes) |
|----------------------------|---------------------|---|--|
| Região Autónoma dos Açores | $\pm 3,1\%$ | $\pm 2,0\%$ | $\pm 3,5\%$ |
| Região Autónoma da Madeira | $\pm 3,1\%$ | $\pm 1,9\%$ | $\pm 3,4\%$ |

Nota: O cenário [C] equivale à proposta tarifária de 15 de outubro para as tarifas 2021, assumindo que todos os preços nas TVCF variam de forma uniforme dentro de cada Região Autónoma.

Observa-se que a proposta de tarifas para o ano 2021 reduz a falta de aditividade tarifária em aproximadamente um terço face à situação das tarifas em 2020. Caso a ERSE tivesse realizado uma interpretação muito estrita de estabilidade tarifária, impondo variações uniformes em todos os preços de

¹²³ Incluído no capítulo 4 do documento «Estrutura tarifária do setor elétrico».

¹²⁴ Este último cenário representa um cenário alternativa que corresponde a uma estabilidade tarifária máxima da estrutura de preços, na medida que todos os preços variam de forma uniforme.



cada Região Autónoma, a aditividade tarifária nas duas regiões teria piorado face ao ano anterior. A comparação entre os cenários [A] e [C] reforça o argumento de que a variabilidade dos preços que decorre da tarifa de acesso às redes e da tarifa de energia dificulta o processo de aditividade tarifária.

K. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

O reconhecimento pelo Conselho Tarifário da adequação do nível do consumo estimado pela ERSE para 2020 é reforçado pelos dados mais recentes disponibilizados pela REN, que mostram que a variação homologa do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%, idêntica à variação proposta pela ERSE para a globalidade do ano 2020. Por este motivo, a ERSE entende que deve manter a estimativa do consumo para 2020 constante na proposta tarifária.

Para o ano de 2021, assinala-se que a retoma da atividade económica poderá vir a ser influenciada pelo maior ou menor controlo da pandemia da COVID-19 através da vacinação, devendo a evolução do consumo de eletricidade reagir de modo similar. A ERSE optou por manter a previsão do consumo para 2021 constante na proposta tarifária, por persistir uma grande incerteza a nível europeu e mundial.

L. REGRESSO AO MERCADO REGULADO

O regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas foi criado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro. No presente momento, considerando a extensão do período transitório das tarifas reguladas para fornecimentos em BTN, até 2025, também o regime equiparado se mantém em vigor e em aplicação.

A abrangência do regime equiparado tem sido, no que respeita à transição para mercado regulado estritamente decorrente da existência daquele regime, bastante reduzido em termos proporcionais.

Contudo, a ERSE considera que o alargamento do prazo de conhecimento quanto ao tratamento legal da situação que venha a ocorrer em final de 2025, quando termina o período transitório legalmente estabelecido, pode continuar a conduzir a alguma indefinição que se pode refletir, desde logo, na decisão de mudança do mercado regulado para contexto de mercado livre. Mais uma vez, e por essa razão se refere a previsível observação de um abrandamento do ritmo de mudança entre estes dois segmentos de mercado.

Por outro lado, embora reconhecendo a pertinência do comentário efetuado, a ERSE relembra que a informação obrigatória na fatura, desde logo relativamente a diferenciais de preço entre tarifa de mercado regulado e tarifa do comercializador em regime de mercado, de acordo com o previsto na referida portaria, pode sinalizar de forma mais direta o interesse do cliente em migrar para uma tarifa de mercado, dependendo do preço do próprio comercializador e das condições de formação do preço regulado.

Por fim, e sem prejuízo do acompanhamento feito mensalmente e divulgado nos relatórios do mercado retalhista, a ERSE regista o interesse em concretizar um balanço, mais global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias e consequente retorno ao mercado regulado.

Neste sentido, a ERSE não deixará de ponderar a desagregação da informação relativa ao processo de migração de clientes entre o mercado e os CUR – que, no quadro de informação atual, não é possível de se concretizar –, de modo a explicitar os efeitos na operação de mercado da possibilidade legal de regresso ao CUR.

Cabe, todavia, referir que da informação mensal disponibilizada pela ERSE, se pode extrair que o número total de consumidores que abandona o regime de mercado para estabelecer contrato com um CUR é manifestamente reduzido, quer em termos absolutos, quer em termos relativos quando comparado com o número de consumidores que efetua uma mudança de sentido inverso – a título de exemplo, no relatório mensal relativo a setembro de 2020, pode constatar-se que o número de clientes que migra do regime de tarifa de mercado para uma tarifa de CUR se situa em cerca de 2,8% do número de clientes que efetua o trajeto inverso.



M. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

A divulgação de informação sobre o mercado energético e a comunicação clara e dirigida a todos os consumidores tem sido um dos objetivos da ERSE.

Atualmente a ERSE disponibiliza 11 boletins temáticos, com periodicidade regular, que em conjunto com as ferramentas de simulação, as questões mais frequentes, dicas e anotes proporcionam a todos os consumidores, um repositório de informação atual, fiável e acessível para apoio das suas decisões.

De salientar, ainda, a divulgação de informação temática sobre as alterações legislativas com impacto nos consumidores, como por exemplo, a alteração do IVA e do alargamento das condições de acesso à tarifa social, visando a criação de elementos informativos úteis e acessíveis a todos.

Finalmente, importa sublinhar que a ERSE garantirá o equilíbrio económico financeiro das atividades reguladas do CUR, desde que geridas de forma eficiente, tal como estabelecido nos seus estatutos, o que subentende a recuperação através das tarifas de custos adequados para a realização dessas atividades.

N. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

A ERSE considera, tal como o Conselho Tarifário, que é fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre e o esclarecimento de todos os consumidores.

É nesse sentido que elabora, mensalmente, o Boletim do Mercado Liberalizado, onde apresenta a evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como o consumo efetuado por estes. Elaborar, também, um relatório anual do mercado retalhista onde apresenta números anuais com essa evolução e análise.

Ainda sobre o esclarecimento dos consumidores e sua capacitação, nomeadamente aquele que seja relativo à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis, o RRC publicado recentemente prevê que, como informação a incluir na fatura, conste informação sobre ofertas de energia considerando-se, para o efeito, hiperligações para os simuladores de preço disponibilizados pela ERSE e pelo operador logístico da mudança de comercializador e para o simulador de rotulagem de energia.

É ainda incluída a informação na fatura com o diferencial de preços entre o valor da fatura do cliente e aquele que pagaria caso optasse pela tarifa do comercializador de último recurso.

O. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DE 2019 E 2020 A REFLETIR EM 2021

O.2.2. Atividade de transporte de energia elétrica

O incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI) apresenta características inovadoras face aos restantes incentivos aplicados pela ERSE. Foi concebido em 2017 e implementado, pela primeira vez, durante o período regulatório de 2018 a 2020. Este incentivo tem uma forte dimensão prospetiva, muito dependente da evolução das grandezas económicas e físicas, utilizadas na sua parametrização para os três anos que estava previsto durar o período regulatório.

Nessa altura, para além da introdução de eventuais melhorias nas grandezas envolvidas, antecipava-se que em 2020, após 3 anos da sua aplicação, se iriam rever os parâmetros, de modo a refletir e partilhar com os consumidores, nos anos seguintes da sua aplicação, as melhorias de desempenho do operador de rede que o incentivo tivesse permitido. Esta situação não se verifica de forma tão expressiva em nenhum outro mecanismo regulatório com impacte nos proveitos, que esteja atualmente em vigor.



A decisão regulatória tomada pela ERSE, colocada na proposta tarifária de 15 de outubro, sobre a aplicação deste incentivo durante o ano de 2021, ponderou todas estas circunstâncias. A ERSE concluiu que, não havendo lugar a nova parametrização para avaliar o desempenho do operador de rede durante o ano de 2021, a decisão mais equilibrada será atribuir-lhe o valor médio dos proveitos adicionais que o incentivo lhe proporcionou durante os 3 anos, previstos originalmente para o período regulatório. Nas circunstâncias específicas deste incentivo, concluiu-se que nem seria admissível não lhe atribuir, pelo menos, este valor médio do incentivo, como também não seria razoável impor que os consumidores pagassem mais do que esse valor.

Assim, a ERSE considera que a sua decisão sobre a aplicação do incentivo à racionalização económica dos investimentos para o ano de 2021, que se mantém inalterada, é adequada às circunstâncias particulares em que este incentivo seria calculado nesse ano.

Adicionalmente, não vislumbra que esta decisão seja indutora de instabilidade regulatória, mas, pelo contrário, que a mesma evite que o prolongamento extraordinário de parâmetros, devido à crise pandémica, permita benefícios ou penalizações inesperadas às atividades reguladas ou aos consumidores.

Registe-se, no entanto, que o incentivo será aplicado nos três anos do período para o qual foi desenhado, 2018 a 2020, na formulação inicial, pelo que o valor definitivo relativo a 2020 será considerado nas tarifas de 2022, em sede de ajustamentos.

O ano de 2021 serve, assim, de ano de transição na aplicação deste incentivo inovador, permitindo uma melhor avaliação da sua implementação no período 2018 a 2020, antes do novo período regulatório que se iniciará em 2022.

O.4. Perdas

A ERSE instituiu, há muito, um incentivo para a redução de perdas, a que o operador da rede de distribuição está sujeito (e que o Conselho Tarifário recupera na figura 4-11 do seu parecer).

Todavia, em Portugal regista-se, efetivamente, a persistência de níveis de perdas significativamente acima do nível médio europeu. Este facto pode ser explicado e atribuído a um conjunto de razões.

O furto e a fraude de energia são problemas complexos que, efetivamente, explicam em parte, embora não totalmente, o nível de perdas.

O operador da rede de distribuição dispõe, na verdade, de meios legais e regulamentares para proceder à inspeção das instalações elétricas e tomar medidas. Através do exercício dos seus direitos, o operador pode vir a ver-lhe reconhecido o ressarcimento de danos em que haja incorrido com a fraude e o furto de energia.

Nesse âmbito, a EDP Distribuição dispõe, designadamente, de um Centro Integrado de Supervisão e Operação, cujo custo foi em boa medida suportado pelas tarifas de eletricidade, que desenvolve competências e práticas, no âmbito dos serviços digitais críticos no negócio da distribuição de energia, que promove a performance, integridade e melhoria contínua dos serviços e infraestruturas da EDP Distribuição. Este Centro foi concebido para permitir uma ação proativa e permanente, recorrendo a ferramentas especializadas e ao desenvolvimento de processos de gestão e operação que visam a adoção das melhores práticas, seguindo orientações dos principais modelos de referência em termos de qualidade de serviço.

Paralelamente, reconhece-se que a legislação atualmente em vigor (designadamente, o Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro) foi elaborada num contexto de organização e funcionamento do setor elétrico com exigências e natureza diferentes das atuais. Por esse motivo, em outubro deste ano, após a realização de workshops com diferentes *stakeholders*, a ERSE enviou proposta ao Governo para alteração do quadro jurídico da apropriação ilícita de energia. Reconhecendo o impacto negativo do furto e fraude de energia, um dos objetivos da proposta consiste em estabelecer consequências mais dissuasoras da prática de apropriação ilícita de energia.



No parecer do CT faz-se ainda referência ao facto de, nos últimos anos, o valor de perdas se ter vindo a situar na zona correspondente ao pagamento de penalidade (cf. ponto 6). Segundo o CT, “o atual enquadramento legislativo e regulamentar não penaliza, nem sequer desincentiva a fraude e o furto de energia elétrica, podendo até conferir ganhos económicos a quem os pratique”. Adicionalmente, tal pode resultar em “prejuízos para os consumidores cumpridores” e ser potenciador de concorrência desleal, caso os comercializadores aumentem os preços sobre esses mesmos consumidores cumpridores (cf. ponto 9). O CT conclui instando a ERSE a melhorar o enquadramento regulamentar e a sensibilizar o legislador sobre a questão (cf. ponto 11).

Em termos regulamentares, a ERSE prevê a revisão do mecanismo de incentivo à redução de perdas e dos seus parâmetros em todos os períodos de regulação, pelo que a sua próxima revisão, que deverá ocorrer durante o próximo ano, vai permitir discutir, refletir e melhorar o enquadramento regulamentar que rege o incentivo, tal como solicitado pelo CT.

O.5. Taxa de remuneração da atividade e sua evolução

O cálculo da taxa de remuneração aplicável a cada ano de tarifas baseia-se numa série de parâmetros que são definidos no início de cada período regulatório, com base na melhor informação disponível e refletindo as condições de mercado à data. Esse cálculo inclui um mecanismo de indexação que permite, dentro de determinados limites (o *cap* e o *floor*), adaptar o valor definido no início do período às condições de mercado efetivamente registadas em cada ano.

Ou seja, por construção, a taxa de remuneração aplicável à atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) em 2021 é a adequada, tendo em conta os parâmetros definidos para o atual período regulatório e a evolução recente das *yields* das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos.

Para o período regulatório do setor elétrico que se inicia em 2022, a ERSE definirá os novos parâmetros para o cálculo da taxa de remuneração, avaliando o risco das atividades reguladas da empresa e incorporando as condições de mercado conhecidas na altura.

O.7. Devolução de receita da utilização de apoios BT

Relativamente à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, nos próximos exercícios tarifários a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, com vista à sua devolução aos consumidores.

Em paralelo, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição.

Em janeiro de 2020, a ANACOM colocou em consulta pública um projeto de regulamento sobre a metodologia para remuneração pelo acesso e utilização de infraestruturas, embora ainda não tenha sido publicada a decisão final. A ERSE aguarda, também, a receção de uma proposta formalizada que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que a ERSE, nos termos e para os efeitos do artigo 19.º, n.º 4, conjugado com o n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na redação vigente, possa vir a emitir o seu parecer vinculativo.



A ERSE entende que essa metodologia deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

O.8. Comercializador de último recurso

O parecer do Conselho Tarifário, a respeito da evolução do número de clientes abrangidos pela tarifa regulada, parte do pressuposto que a ERSE considera que os dois clientes em AT ainda abastecidos no mercado regulado migram para o mercado livre até ao final do ano em curso, aquando da extinção das TTVCF de AT em 2021, em cumprimento do disposto no quadro legal que regula a liberalização do mercado de eletricidade.

A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, estabelece, de facto, a obrigatoriedade de os CUR continuarem a fornecer os clientes abastecidos em AT que, até 31 de dezembro de 2020, não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre.

Aquando da extinção das tarifas em MAT, os clientes fornecidos neste nível de tensão que optaram por não transitar para o mercado livre, aplicou-se-lhes a tarifa em AT do mercado regulado, mantendo-se esses clientes na carteira do CUR até à atualidade.

A ERSE, à semelhança do sucedido no passado, não previu a passagem destes clientes faturados em AT para o mercado livre, na medida em que tal decorre de opção dos próprios clientes e não de regime que permita alocá-lo a um dos múltiplos comercializadores de mercado. Em todo o caso, existindo custos acrescidos com a aplicação do novo referencial de tarifa, espera-se que tal constitua um incentivo para que estes clientes transitem para o mercado livre.

Nos termos do n.º 1 do artigo 6.º do mencionado decreto-lei, “Os comercializadores de último recurso devem, até data a definir mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento”. Vigora atualmente a obrigação de fornecimento até ao final do corrente ano.

Caso este pressuposto venha a ser alterado, a solução historicamente aceite passa por fazer aplicar a tarifa mais próxima de entre as aplicáveis pelo comercializador de último recurso, informando o consumidor em causa. Desta forma, extinta a tarifa de AT, havendo ainda consumidores a serem abastecidos pelo CUR naquele nível de tensão, aplicar-se-á a tarifa em MT.

O.9. Proveitos das empresas reguladas das RA

Custos de referência para a aquisição de combustíveis - Metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

Os novos aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados nas Regiões Autónomas levaram a ERSE a adjudicar um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos pela ERSE, a aplicar para o período regulatório a iniciar em 2022.

Na atualização do estudo, as alterações ocorridas ao nível das condições de fornecimento de combustíveis a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o seu equilíbrio económico-financeiro, serão tidas em conta.

Recorde-se, mais uma vez, que as metodologias englobadas na regulação por incentivos pretendem conduzir as empresas a desenvolverem os processos mais eficientes e a tomar as decisões economicamente mais racionais com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade dos seus



processos, deixando margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos. Deste modo, a regulação por incentivos, contrariamente à regulação por custos aceites, não pressupõe que exista uma equivalência direta entre os custos ocorridos e os proveitos definidos pelo regulador.

O.10. Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão (ORD BT)

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT.

Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.

Nos termos do Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro, foi criado um grupo de trabalho para a elaboração dos projetos de peças do procedimento, programa do concurso tipo e caderno de encargos tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, o qual deverá concluir a sua tarefa no prazo de 4 meses (até 31 de março de 2021).

Face ao exposto, a ERSE aguardará o resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT para promover as alterações regulamentares necessárias.

De salientar, ainda assim, que as alterações preconizadas pela ERSE na aprovação das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos ORD BT vieram garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT no que respeita à faturação das tarifas de acesso às redes, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia pelo CUR exclusivamente em BT.

A implementação gradual deste modelo foi efetuada com o objetivo de garantir o equilíbrio económico financeiro dos operadores de redes exclusivamente em BT. A ERSE reitera que havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores, garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro. De notar que nenhum operador da rede exclusivamente em BT apresentou à ERSE a informação necessária para a realização da análise pela ERSE.

P. GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS NO SEN

Relativamente ao repasse tarifário dos custos de operação da gestão integrada de garantias, a ERSE reitera a posição assumida na Consulta Pública n.º 80, que antecipou a publicação da Diretiva n.º 2/2002, de 14 de fevereiro. A ERSE procurará assegurar a neutralidade tarifária da atividade de gestão integrada de garantias, tendo em conta que a realização desta atividade por uma entidade autónoma beneficia os operadores de rede porque liberta recursos que atualmente são alocados a esta atividade. Considerando as metodologias regulatórias em vigor, esse objetivo acautelará o respeito pelo princípio do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas quando desempenhadas de forma eficiente.

Q. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

No contexto dos preços dos serviços regulados, identifica-se a necessidade de ação ou de clarificação por parte da ERSE relativamente aos seguintes pontos mencionados no parecer do Conselho Tarifário:



1. Recomendação de reformulação do quadro 6-25 (relativo à proposta da E-Redes para 2021 de preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão), por não se afigurar correta a comparação da evolução de preços, dadas as diferenças técnicas dos equipamentos em análise;
2. Sugestão de clarificação do racional adotado para extrapolação direta, do continente para as regiões autónomas, dos custos dos equipamentos de medição inteligentes a adquirir pelos autoconsumidores aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão;
3. Manifestação de alguma apreensão com os aumentos previstos para intervenções ao nível do ponto de alimentação, intervenções técnicas especiais ao nível do ramal e restabelecimento urgente de fornecimento, atentas as circunstâncias presentes, que fazem prever cenários futuros de desgaste social e económico e ruturas financeiras das famílias.

Em relação ao ponto 1., a ERSE manifesta a sua concordância com a recomendação do CT, reconhecendo que a estrutura do quadro 6-25, se desacoplada da devida leitura do enquadramento que o precede, pode induzir em erro, na justa medida em que os preços relativos a 2020 assentam em equipamentos de medição com tecnologia PLC e os preços relativos a 2021 em equipamentos de medição com tecnologia GPRS.

Deste modo, procedeu-se à alteração do quadro 6-25, eliminando as colunas com os preços em vigor em 2020 e com a variação percentual e, no mesmo sentido, adaptou-se o texto introdutório, de modo a deixar inequívoco que se tratam de preços distintos de equipamentos e funcionalidades também distintas.

Relativamente ao ponto 2., importa notar que o racional que determina a instalação de contadores com tecnologia GPRS é válido para as regiões autónomas, da mesma forma que para o continente.

Por outro lado, não se afigura expectável que os operadores das redes das regiões autónomas possam beneficiar de preços de aquisição mais competitivos que os apresentados pela E-Redes, atentas as evidentes diferenças de escala.

Finalmente, e recordando que os operadores das redes das regiões autónomas não apresentaram propostas de preços para estes equipamentos com o enquadramento dado pelo Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC), cabe referir que este preço é de vigência anual, num contexto de aplicação a um regime jurídico e regulamentar que só estará completo durante o 1.º trimestre de 2021, com a entrada em vigor da reformulação do RAC.

Nesta medida, antecipa-se reduzida materialidade de aplicação deste preço, em particular nas regiões autónomas – com efeito, de acordo com a própria E-Redes, até à data, apenas 664 autoconsumidores pagaram este preço regulado (que vigora desde o início de 2020). O exercício de fixação do preço regulado para o ano de 2022 deverá assim beneficiar de outra estabilidade e experiência do quadro normativo, bem como de propostas fundamentadas por parte de todos os operadores das redes.

Por último, acerca do ponto 3., não se pode deixar de reconhecer que a opção de fixação de preços dos serviços regulados tendencialmente aderentes aos custos de prestação desses serviços não tem apenas impacto quando a diferença entre preços e custos é significativa (exemplo disso é o adicional para reposição urgente de fornecimento, na BTN), tem-no igualmente quando a variação anual desses custos é expressiva (como sucede este ano para as intervenções técnicas especiais ao nível do ramal).

Importa ainda referir que, em relação às intervenções ao nível do ponto de alimentação, o aumento proposto é de 0,2%. Em todo o caso, para a BTN, continua a ser adotada a restrição de variação máxima interanual limitada a 5% que, para efeitos da proposta para o ano de 2021, só foi necessária ativar para 4 preços a vigorar (de entre os cerca de 50 preços aprovados para a BTN), todos aplicáveis a Portugal continental, a saber: 2 preços relativos à leitura extraordinária, preço das intervenções técnicas ao nível do ramal para chegadas aéreas e adicional para restabelecimento urgente do fornecimento.

R. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA



As características da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam.

Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, monitorizando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

S. DIVERSOS

O Conselho Tarifário reconhece que o IVA na fatura da eletricidade, a contribuição audiovisual (CAV) e os saldos de gerência são matérias em que a ERSE não tem poderes de intervenção diretos e imediatos.

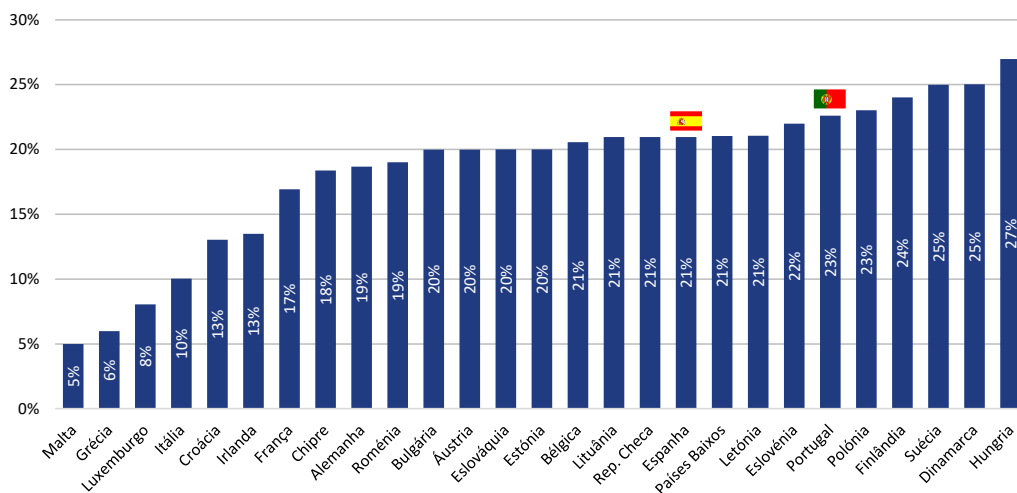
A ERSE reforça que exerce as suas competências e, para além de formular propostas, sempre que existe impulso legislativo, emana os pareceres que lhe são solicitados ao abrigo do dever de cooperação previsto legalmente.

S.1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Conforme se observa na figura seguinte, que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia (UE 27), na banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos, no 1.º semestre de 2020, Portugal encontra-se entre os países da UE com a taxa de IVA mais elevada. Importa salientar que o valor apresentado para Portugal já considera o efeito da taxa de IVA reduzida para a componente fixa da tarifa de acesso às redes, sendo o valor da taxa de IVA nesta banda de consumo de 22,6%.

Figura 4 - Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE 27 – banda DC





Fonte: cálculos ERSE com base na informação disponível na base de dados do Eurostat (consulta a 20 de novembro de 2020).

De acordo com a informação publicada pela Comissão Europeia, a maioria dos países da UE (28) aplica a taxa de IVA máxima ao fornecimento de energia elétrica (entre 19% e 27%). No conjunto de 28 países da UE apenas 4 países aplicam taxas reduzidas de IVA ao fornecimento de eletricidade, situadas entre os 5% e 10%. França, Croácia e Reino Unido, apresentam múltiplas taxas de IVA.

Em Portugal, desde 1 de dezembro de 2020, podem ser aplicadas três taxas de IVA na fatura de eletricidade.

1. A taxa de IVA reduzida é aplicada:
 - a) À componente fixa (de potência) da tarifa de acesso às redes, para consumidores com uma potência contratada até 3,45 kVA.
 - b) À Contribuição para o Audiovisual (CAV).
2. A taxa de IVA intermédia é aplicada:
 - a) Ao consumo de eletricidade que não exceda 100 kWh, num período de 30 dias, para consumidores com potência contratada até 6,9 kVA.
 - b) Às famílias com 5 ou mais elementos, ao consumo de eletricidade que não exceda 150 kWh, a partir de 1 de março de 2021.
3. A taxa de IVA normal é aplicada:
 - a) Ao consumo de eletricidade que exceda os 100 kWh (ou 150 kWh, a partir de 1 de março de 2021, no caso de famílias com 5 ou mais elementos).
 - b) Ao valor remanescente da potência contratada.
 - c) Aos fornecimentos a clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA.
 - d) Às taxas e impostos sobre a eletricidade, designadamente ao Imposto Especial de Consumo (IEC) e à taxa DGEG.

S.2. Contribuição para o Audiovisual (CAV)

A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a CAV não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Reitera-se, todavia, que a ERSE não detém competências formais que a habilitem a alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de transparência e da comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos e a que estão os mesmos associados, o que, de resto, também decorre quer da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, quer do quadro regulamentar recentemente revisto pela ERSE (Regulamento de Relações Comerciais).

S.3. Saldos de gerência

O Conselho Tarifário refere no seu parecer que aguarda que o “valor remanescente, à data, em saldo de gerência seja finalmente transferido para as tarifas, com efeitos já em 2021” (cf. ponto 3).

Como o próprio CT refere no seu parecer, a transferência dos saldos de gerência está sujeita a regras jurídicas em diferentes diplomas. É certo que os Estatutos da ERSE preveem no n.º 6 do artigo 50.º que “Caso se verifiquem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nos termos da alínea a) do n.º 2”.

Não obstante, têm surgido diferentes normas de carácter orçamental incluídas em diplomas avulsos ao setor energético (designadamente em Leis do Orçamento do Estado) no sentido de limitar a reversão dos



saldos a favor dos consumidores, condicionando-a a despacho de autorização. A ERSE tem dirigido comunicações a S.E. o Ministro de Estado e das Finanças, no sentido de solicitar emanação de despacho que autorizasse a reversão dos saldos de gerência para as tarifas de modo a que o mesmo pudesse integrar, como receitas, as tarifas para o ano de 2021. Em 11 de dezembro, a Secretária de Estado do Orçamento, por Despacho n.º 1571/2020/SEO, autorizou a devolução parcial, no valor de 1 milhão de euros, dos saldos de gerência da ERSE e sua reversão às tarifas de eletricidade de 2021.

T. RECOMENDAÇÕES PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

Pontos 1 e 2

Tal como já referido no ponto H deste documento, a ERSE desenvolve todos os esforços ao seu alcance para que as tarifas reflitam as melhores previsões para cada uma das medidas mitigadoras. No entanto, a ERSE não pode em última instância assegurar que essas previsões se concretizem, visto que a publicação do suporte legal para alguns daqueles valores nem sempre se concretiza à data de finalização do processo tarifário.

Ponto 3

A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário no ponto 3 da secção T do parecer. Tendo presente a existência de uma revisão trimestral da tarifa de energia durante o ano de 2020, a ERSE adotou a seguinte estratégia de divulgação nos seus documentos: no documento justificativo principal as variações apresentadas comparam as tarifas para 2021 com o valor médio das tarifas em vigor durante o ano de 2020; no documento anexo sobre a estrutura tarifária as variações apresentadas comparam adicionalmente as tarifas para 2021 com as tarifas em vigor no final do ano de 2020.

Para responder à recomendação do CT, no sentido de dar mais informação sobre as TVCF das Regiões Autónomas, designadamente sobre a comparação com o tarifário atual (i.e., em vigor no final do ano de 2020), foram adicionados esclarecimentos adicionais nas secções 4.2 (Açores) e 4.3 (Madeira) do documento da «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021».

Ponto 4

A necessidade de variabilização do preço da potência contratada nas tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica resulta do facto de os carregamentos ocorrerem com dispersão local e temporal. Por esse motivo, a metodologia seguida pela ERSE converte o termo de potência contratada para os termos de energia, assegurando que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos. Para tal, recorre-se ao fator de utilização da potência contratada da tarifa tri-horária, dado pelo rácio entre a energia e a potência contratada. Este aspeto foi clarificado no documento relativo a tarifas e preços, passando agora a apresentar o valor do fator de utilização.

Ponto 5

Em relação à isenção do pagamento dos encargos com os CIEG para o autoconsumo através da RESP e o seu potencial impacto nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, a ERSE, conforme referido no ponto E.5, acompanha a evolução dos projetos de autoconsumo beneficiários de isenção de CIEG, o que permite à ERSE monitorizar esses potenciais impactos.

Ponto 7

Em ponto prévio deste documento, a ERSE explicitou, conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, o racional seguido na definição dos valores previsionais de proveitos afetos à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em mercado grossista de eletricidade. Importa relembrar que, de forma genérica, a opção da ERSE é fundada na melhor informação disponível à data de elaboração da proposta e no estrito cumprimento do princípio de estabilidade metodológica, com reflexo natural na estabilidade tarifária.



Neste sentido, a ERSE faz notar que o Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, estabelece somente os valores de pagamento por conta a serem aplicados em 2020, sendo estes valores ainda passíveis de acerto após a consideração do estudo a ser elaborado pela ERSE relativo ao ano de 2020, até 30 de abril de 2021, no âmbito da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto. Mais se refere que, pela natureza de pagamento por conta, mais se reforça a vantagem de manter uma abordagem metodológica aderente a valores já fechados e definitivos.

Ponto 8

Como referido na resposta à secção J.1 e J.2, as tarifas para o ano de 2021 apresentam uma variabilidade de preços que dificulta a obtenção de melhorias na aditividade tarifária. A variabilidade decorre das evoluções em sentido contrário entre a tarifa de Acesso às Redes (com aumentos nos termos de energia e de potência) e a tarifa de energia (com reduções nos termos de energia). Em comparação com exercícios tarifários anteriores, a ERSE está a adotar uma abordagem mais flexível em termos de convergência com as tarifas aditivas, com a repercussão na íntegra do aumento do termo de potência que decorre da tarifa de acesso às redes. Este critério resulta para esses preços em variações percentuais acima da variação percentual máxima permitida nos restantes preços.

Como referido pela ERSE no documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021», para melhorar a aditividade de forma transversal em 2021 seria necessário repercutir um aumento superior nos termos de potência contratada, o que no entender da ERSE não garante uma estabilidade das tarifas adequada às expectativas dos clientes finais, como se exige nos princípios gerais inscritos no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Justifica-se reforçar que a obtenção da aditividade tarifária plena mantém-se como uma prioridade da ERSE, o que tem produzido resultados concretos nestes últimos dois exercícios tarifários do setor elétrico.

Ponto 9

Analisando a informação mais recente dos consumos registados até novembro de 2020, a ERSE entende que a previsão inicial na proposta de tarifas para 2021 se deve manter. Os dados mais recentes disponibilizados pela REN, mostram que a variação homóloga do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%, idêntica à variação proposta pela ERSE para a globalidade do ano 2020.

Pontos 10, 11 e 12

Conforme referido anteriormente, a ERSE faz um acompanhamento mensal do regresso dos consumidores ao mercado regulado, fazendo a sua divulgação nos relatórios do mercado retalhista. De todo o modo, a ERSE mantém o interesse em concretizar um balanço, mais global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias.

Quanto ao esclarecimento dos consumidores, a ERSE tem como uma das suas primeiras orientações estratégicas o incentivo do conhecimento e da participação ativa da sociedade na regulação do setor energético. Relativamente à disseminação da informação quanto à existência de simuladores que permitam a avaliação das várias ofertas comerciais disponíveis, o RRC publicado recentemente prevê que, como informação a incluir na fatura, conste a informação com as hiperligações para os simuladores de preço disponibilizados pela ERSE e pelo operador logístico da mudança de comercializador e para o simulador de rotulagem de energia.

Ponto 13

O furto e a fraude de energia suscitam diversos problemas. A ERSE tem acompanhado a questão e, por esse motivo, após realização de *workshop* e diálogo com *stakeholders* sobre a possível evolução do regime aplicável, apresentou em 2020 uma proposta ao Governo de alteração do quadro legislativo atualmente em vigor.

Ponto 14



A ERSE toma boa nota da sugestão do Conselho Tarifário. Contudo, a ERSE regista que, na definição dos parâmetros aplicáveis ao cálculo da taxa de remuneração para a atividade de DEE, tem vindo já a considerar as melhores práticas internacionais, sempre que aplicáveis. Com efeito, tal como detalhado no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, os parâmetros atualmente em vigor incorporam variáveis definidas com base numa análise prévia às adotadas por reguladores europeus, designadamente o *gearing* e o prémio de risco de mercado.

Registe-se que a taxa de remuneração definida pela ERSE para a atividade de DEE desde o início da regulação tem permitido garantir o equilíbrio económico-financeiro desta atividade, em paralelo com o cumprimento dos planos de investimento aprovados e com a melhoria dos níveis de qualidade de serviço.

Ponto 15

A ERSE toma boa nota da sugestão do Conselho Tarifário, remetendo para a resposta ao comentário ao ponto O.7 acima.

Ponto 16

Conforme já referido no ponto O.9, a ERSE terá em conta as alterações ocorridas ao nível das condições de fornecimento de combustíveis a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o seu equilíbrio económico-financeiro.

Ponto 17

O Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro, alterou a taxa de IVA aplicável aos fornecimentos de eletricidade em relação a determinados níveis de consumo e potências contratadas em baixa tensão normal, determinando a aplicação da taxa intermédia de IVA a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado nível de consumo e que sejam relativos a potências contratadas dentro da baixa tensão normal (BTN) até 6,9 kVA.

O Conselho Tarifário considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Sendo matéria de competência legislativa e de índole tributária, com impacto no setor, a ERSE não dispendo de poderes sobre a matéria, acompanhará os desenvolvimentos relacionados com a fiscalidade.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"¹²⁵

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 21 de outubro de 2019, do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – Eng.º Paulo Tomás.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020*", concretizado em 30/10/2019.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020*" (doravante abreviado por proposta de tarifas e preços para 2020), cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O CT regista o facto de a ERSE ter publicado pela primeira vez, em outubro de 2019, através do Dossier de imprensa sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2020, a proposta de variação entre 2019 e 2020 das tarifas de venda a clientes finais para os clientes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA).

Destaca-se que as tarifas das RA são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões o que por si só justifica, conforme o CT tem vindo a referir em anteriores pareceres, o esclarecimento da evolução tarifária prevista para as RA, aquando da emissão pela ERSE, em outubro de cada ano, dos respetivos comunicados de imprensa.

B. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

Nos seus pareceres, que emite a solicitação expressa da ERSE, o CT integra um conjunto de sugestões e recomendações a que a ERSE dá o encaminhamento que observa como mais adequado, considerada a sua não vinculação a esses mesmos pareceres.

Em novembro de 2018, no [parecer](#) do CT sobre a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019*", as recomendações que nele constavam, e que a seguir se revisitam, foram comentadas pela ERSE em documento específico e obtiveram, ou não, o seguimento que a recomendação sugeria.

¹²⁵ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



O CT constatou assim que a ERSE integrou na sua "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", as seguintes recomendações do CT:

- Incorporação no documento final das tarifas para 2019 da renda do ajustamento final dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) na parcela de acerto;
- Completamento do documento de "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019" com um quadro resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC considerados em tarifas no passado e os montantes a reconhecer até às tarifas de 2027;
- Integração, no capítulo da "Análise da convergência tarifária", da apreciação da ERSE sobre o processo da convergência tarifária das RA, objeto de esclarecimento ao CT em tempo útil;
- Alteração da faturação das tarifas de acesso às redes na iluminação pública.

O CT constatou também que a ERSE não considerou as seguintes recomendações do CT:

- Registo dos custos com a interruptibilidade nos "Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)";
- Alteração das previsões do consumo referido à emissão.

Complementarmente, o CT observa que:

- No que respeita à recomendação do CT para que a transferência dos montantes resultantes das decisões constantes do Orçamento de Estado seja efetuada para os credores do défice tarifário, a ERSE considera tê-la registado, comentando que a medida terá efeito limitado dada a titularização da maioria da dívida tarifária;
- No domínio da recomendação para uma gestão prudential na atribuição da licença de comercialização, a ERSE referiu partilhar das preocupações do CT e deu conhecimento da realidade existente no espaço europeu;
- A sua concordância com uma gestão integrada de riscos e de garantias no contexto do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a recomendação da entidade que considera mais adequada a essa gestão, tiveram também acolhimento expresso por parte da ERSE;
- Nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica, a ERSE informou estar a trabalhar com a ANACOM na procura de uma definição dos montantes a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização dos apoios das redes aéreas de baixa tensão;
- A necessidade de um enquadramento específico para regular a atividade de distribuição de energia elétrica exclusivamente em baixa tensão é interpretada pela ERSE como tendo de se ajustar ao quadro normativo a preparar para o próximo período regulatório. Este tema é objeto de ponto específico neste parecer.

O CT expressou ainda algumas recomendações em matérias que, sendo do âmbito legislativo, não permitem à ERSE uma intervenção direta e imediata, como sejam o IVA na fatura da eletricidade, a Contribuição Audiovisual (CAV) e os saldos de gerência.

O CT efetuou ainda, em pareceres anteriores ao de 2018 e nesse também, um conjunto de recomendações cujo âmbito importa sintetizar para avaliar o seu possível seguimento:

- PPEC - recomendação que o CT considera satisfeita com a "[77.ª Consulta Pública](#) - Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia";
- Fraudes e furtos – necessidade de revisão de legislação. Este tema é objeto de ponto específico neste parecer;



- Estrutura das tarifas de acesso – a ERSE concorda com a revisão desta estrutura, embora remeta alguns desenvolvimentos futuros para os resultados do estudo do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em muito alta tensão, alta tensão e média tensão (MAT, AT e MT);
- Planos de investimento das RA – passarão a ser apresentados à ERSE em 2020, como resultado da alteração regulamentar do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) em vigor desde 19 de dezembro de 2017;
- Contadores inteligentes – a ERSE promoveu em 2018 a atualização do estudo sobre custos e benefícios destes equipamentos.

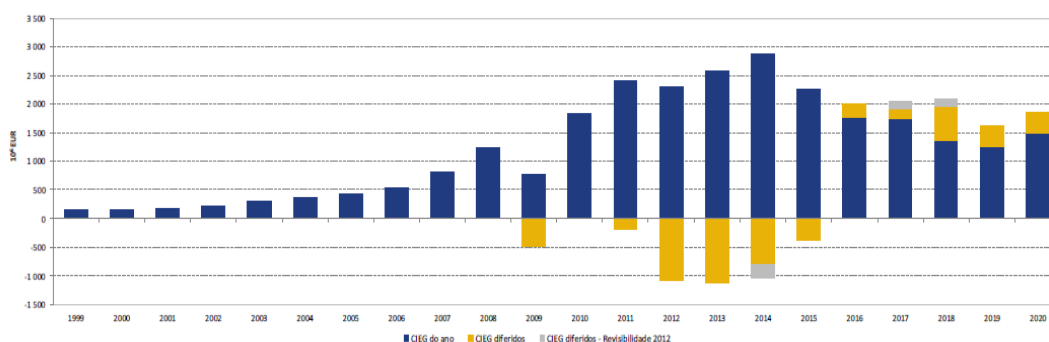
II

ESPECIALIDADE

B. EVOLUÇÃO DOS CIEG

1. Os CIEG representam uma componente significativa das tarifas de eletricidade e, por esse motivo, ao longo dos anos, têm merecido a preocupação do CT.
2. Desde 2015 que se tem registado uma trajetória de redução de custos, como se pode verificar na figura abaixo reproduzida.
3. No entanto, o CT regista a inversão desta tendência para o ano de 2020.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: Proposta de tarifas e preços 2020, ERSE

4. As diferentes componentes que integram os CIEG são as seguintes:
 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a Produtores em Regime Especial (PRE);
 - Mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração);
 - Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
 - Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores (RAA);
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira (RAM);



- Custos dos CMEC;
 - Custos com a garantia de potência e leilões da reserva de segurança do Sistema Elétrico Nacional (SEN);
 - Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo agente comercial, não recuperados no mercado;
 - Custos com a concessionária da zona piloto (Enondas);
 - Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);
 - Custos com a ERSE;
 - Desconto da tarifa social.
5. No que respeita à proposta de tarifas para 2020 verifica-se que a variação dos CIEG entre o ano 2019 e o ano de 2020 representa um aumento de 18,6%. No entanto, ao contabilizar-se o efeito das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados e o alisamento dos custos da PRE, a variação é de +8%.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2020

Unidade: 10³ EUR

| | 2019 | 2020 | Varição 2019/2020 |
|--|------------------|------------------|----------------------|
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 1 251 687 | 1 484 566 | 18,6% |
| Diferencial de custo da PRE | 643 978 | 865 680 | 34,4% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | -78 | -428 | 448,8% |
| Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas | 284 102 | 296 690 | 4,4% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 262 157 | 263 622 | 0,6% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 125 884 | 127 881 | 1,6% |
| Terrenos das centrais | 12 555 | 12 349 | -1,6% |
| Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN | 19 793 | 14 455 | - |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 0 | 0 | - |
| ERSE | 6 268 | 6 268 | 0,0% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 406 | 429 | 5,8% |
| Autoridade da Concorrência | 365 | 365 | 0,0% |
| Tarifa social | -103 743 | -102 744 | -1,0% |
| Alisamento do diferencial de custo da PRE | 371 966 | 376 255 | 1,2% |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | 1 623 653 | 1 860 821 | 14,6% |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 134 059 | 134 020 | 0,0% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 99 484 | 99 414 | -0,1% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 34 575 | 34 606 | 0,1% |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | 30 984 | -68 861 | -322,3% |
| Diferencial extinção TVCF | -8 327 | -4 070 | - |
| Sobreproveito | -1 956 | -2 108 | 7,7% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 154 759 | 58 982 | -61,9% |
| Total CIEG e Sustentabilidade | 1 778 412 | 1 919 803 | 8,0% |

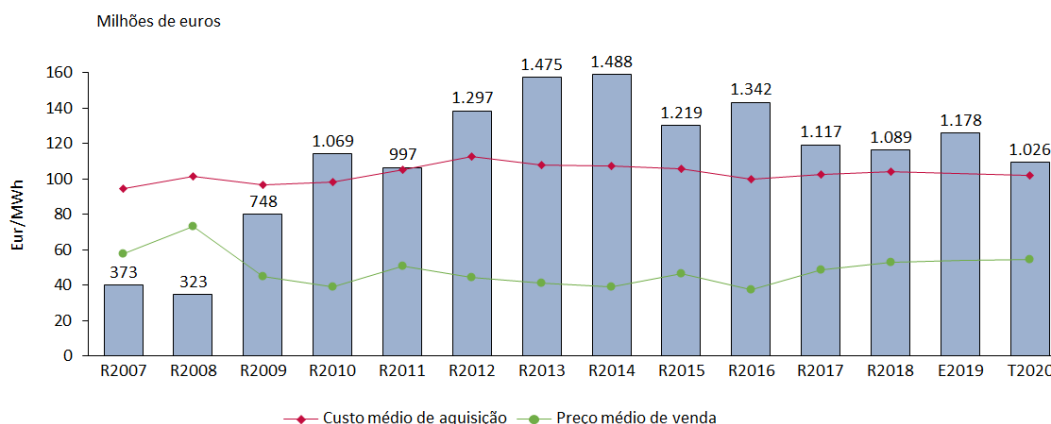
Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

6. O CT regista que a referida inversão da trajetória dos CIEG resulta de uma significativa das medidas de sustentabilidade do SEN, que em 2019 tiveram maior impacto na redução do valor do diferencial de custo da PRE.
7. No que respeita às medidas de sustentabilidade do SEN, contempladas nas tarifas para 2019, destaca-se a inclusão de um valor de 140M€ respeitante à devolução pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis (ao abrigo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, revogada pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro), e ainda a transferência de um montante de 189M€ do Fundo da Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e de receitas adicionais do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), de acordo com o respetivo despacho governamental.
8. Tendo em conta a importância que os CIEG representam na formação das tarifas, o CT reitera que deve ser assumida uma política sustentada e estável com vista à progressiva redução daqueles custos.

A.1. Diferencial do custo da PRE

15. O diferencial de custo da PRE com remuneração garantida resulta da diferença entre o custo de aquisição desta energia, por parte do comercializador de último recurso (CUR), e a receita da sua venda no mercado organizado. Este diferencial é recuperado na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.
16. A figura seguinte apresenta a evolução do valor real do diferencial do ano de custo da PRE no período de 2007 a 2018, sendo que, no que diz respeito aos anos de 2019 e 2020, os valores apresentados se referem a estimativas da ERSE.



Notas:

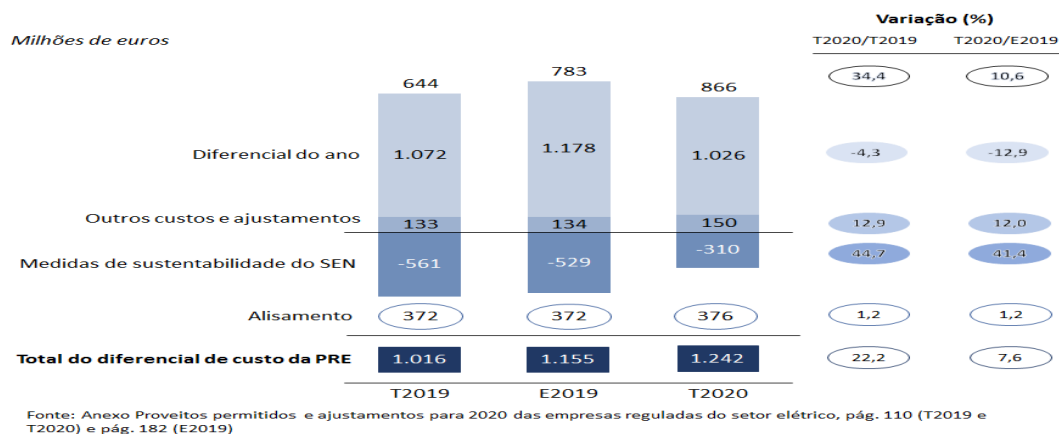
(1) Fonte da informação: Anexos aos documentos anuais das tarifas, relativos aos ajustamentos tarifários

(2) Na estimativa do diferencial de custo da PRE de 2019, constante da proposta de tarifas para 2020, não é apresentada a previsão do fornecimento da PRE, não sendo possível determinar o custo médio de aquisição e o preço médio de venda

17. O CT destaca a tendência decrescente do valor do diferencial do custo da PRE e realça a expectativa da ERSE, que refere que "a partir de 2020 estima-se que o custo total de aquisição da PRE tenha uma tendência de descida, motivado pelo fim do regime bonificado para alguns produtores, que se deverá acentuar ao longo dos anos seguintes".
18. É de notar que o diferencial de custos com a PRE, para além do custo do próprio ano, incorpora:
 - Ajustamentos definitivos do ano t-2 e os provisórios do ano t-1;
 - Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, incluindo o mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;



- Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no art.º 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
19. Na figura seguinte pode observar-se a variação do valor do diferencial de custo da PRE considerado nas tarifas de 2019 e 2020, rúbrica integrada nos CIEG.



20. O CT constata que, apesar do montante total apresentar um acréscimo de 22%, o diferencial do ano sofre uma redução de 4,3%. Com efeito, a evolução do valor total do diferencial está influenciada pela redução do benefício das medidas de sustentabilidade do SEN, em cerca de 45%. Esta redução deveu-se essencialmente a montantes extraordinários considerados nas tarifas de 2019, nomeadamente no que diz respeito à Contribuição Extraordinário do Setor Elétrico (CESE) e à estimativa da sobrecompensação dos PRE.
21. O CT destaca, ainda, a realização, em julho, do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede para energia solar fotovoltaica, do qual resultou um preço de aquisição significativamente abaixo do preço de mercado. O CT reconhece o mérito deste leilão, tendo a expectativa de que contribua para a referida tendência de redução do diferencial de custo da PRE nos próximos anos.

A.2. Custos dos CMEC

26. Os CMEC assentam designadamente no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelecendo que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, concessionária da rede de transporte (REN) ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.
27. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE cessados que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa UGS por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.
28. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC. O estudo da ERSE apurou um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154 milhões de euros a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce a parcela fixa anual de 67,5 milhões de euros. Os valores foram homologados por despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.



29. Por outro lado, no processo de fixação de tarifas a partir de 2019, a ERSE contempla o despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018¹²⁶, onde se declarou a "nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara."
30. O montante apurado referente a CMEC a devolver aos consumidores no que respeita à remuneração dependente dos coeficientes de disponibilidade das centrais em causa foi fixado no valor de 285 milhões de euros, devolução a ser efetuada anualmente por via tarifária com uma garantia de neutralidade financeira através das parcelas de acertos e de alisamentos.
31. O CT constata que a ERSE continua a estrita aplicação do despacho mencionado nesta proposta de tarifas para o ano de 2020, abatendo 86,480 milhões de euros a título de devolução. O valor final apurado de 428 milhares de euros, a devolver aos consumidores, reflete, nesse contexto, os desvios de faturação de CMEC ocorridos no passado.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020

| | Unid: 10 ³ Euros |
|---------------------------------|-----------------------------|
| | Ano 2020 |
| Parcela Fixa | |
| Renda anual - valor inicial | 67 532 |
| Desvios faturação | -91 |
| Parcela de Acerto | |
| Devolução de valores do passado | -86 480 |
| Renda anual - ajustamento final | 18 948 |
| Desvios faturação | -71 |
| Parcela de alisamento | |
| Desvios de faturação | -266 |
| Total | -428 |

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020"

32. Nesta proposta de tarifas, e na sequência do solicitado pelo CT no seu parecer do ano passado, a ERSE apresenta um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

| | Unid: 10 ⁶ EUR | | | | | |
|---|---------------------------|------------|-------------|-------------|-----|-------------|
| | Valores previstos | | | | | |
| | T2020 | T2021 | T2022 | T2023 | ... | T2027 |
| Parcela fixa - renda valor inicial CMEC | 67,5 | 67,5 | 67,5 | 67,5 | ... | 67,5 |
| Parcela de acerto - Devolução de valores do passado | -86,5 | -86,5 | -21,9 | ... | ... | ... |
| Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC | 18,9 | 18,9 | 18,9 | 18,9 | ... | 18,9 |
| Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1 | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Total | 0,0 | 0,0 | 64,6 | 86,5 | ... | 86,5 |

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020"

33. O CT destaca a retoma dos CMEC, como custo do sistema que impacta as tarifas, a partir de 2022, após o fim do período de devolução "neutral", determinado na sequência do despacho do Secretário de Estado de Energia, mencionado no ponto 3.

¹²⁶ Como resulta do despacho de 4 de outubro de 2018, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).



34. Nesse sentido, o CT aprecia esta perspetiva quantitativa, até ao seu término, desta rubrica importante dos CIEG, contribuindo, assim, para um melhor esclarecimento e expectativa.
35. Como nota complementar, o CT manifesta surpresa por não encontrar, na presente proposta, qualquer referência à parcela de acerto da revisibilidade anual do ano de 2017. Efetivamente, foi considerada com valor nulo na fixação de tarifas para o ano de 2019 tendo a ERSE referido, na sua resposta aos comentários do CT em dezembro de 2018 "não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia".
36. Por forma a não penderem riscos adicionais nas tarifas por valores, ou encargos, determinados posteriormente por falta de atempada homologação, o CT recomenda à ERSE que procure fechar definitivamente esta questão da revisibilidade de 2017.

A.3. Diferencial do custo dos CAE

- g) Atualmente são detentores de CAE a central térmica a carvão do Pego, detida pela Tejo Energia e a central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, detida pela Turbogás.
- h) O diferencial do custo dos CAE, recuperado através da tarifa de UGS, resulta da soma das seguintes parcelas:
- Diferença entre o custo contratual no âmbito dos CAE e o proveito da venda em mercado da energia e serviços de sistema fornecidos pelas respetivas centrais;
 - Proveitos associados aos incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, definidos pela ERSE nos termos da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro;
 - O ajustamento definitivo do ano t-2 e o ajustamento provisório do ano t-1.
- i) O incentivo comporta duas vertentes: (i) o incentivo associado à margem operacional libertado com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção (I_{CAE}); e (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais (P_{AM}). Os custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial são incorporados no incentivo I_{CAE} no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.
- j) O quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2020, do sobrecusto estimado para 2019, bem como do verificado em 2018.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2020

| Unidade: 10 ³ EUR | | | | | |
|------------------------------|-----------------------|------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| 2018 Verificado (1) | 2019 Tarifas 2020 (2) | 2020 Tarifas (3) | [(3)-(1)]/(1) % | [(3)-(2)]/(2) % | |
| (10)=(9a)+(9b)+(9c) | Total | 212 877 | 248 757 | 200 506 | -5,8% -19,4% |

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 49



- k) De acordo com as estimativas da ERSE, o diferencial de custos com os CAE em tarifas 2020 terá uma redução de 5,8% relativamente ao ocorrido em 2018 e de 19,4% relativamente à estimativa atual para 2019.
- l) O acréscimo do montante a recuperar com desvios de anos anteriores, com uma variação de 8,8% relativamente ao considerado em tarifas 2019, contribui para a variação de 4,4% desta componente dos CIEG, conforme se pode constatar pela análise do quadro seguinte:

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

| | Unidade: 10 ³ EUR | |
|---|------------------------------|--------------|
| | Tarifas 2019 | Tarifas 2020 |
| Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE | 195 098 | 200 506 |
| Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE | 621 994 | 550 136 |
| Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE | 5 445 | 7 584 |
| Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE | 432 341 | 357 214 |
| Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial | 1 740 | 1 215 |
| Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido) | 1 715 | 1 187 |
| Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica | 24 | 27 |
| Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações | 27 | 14 |
| Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica | 5,17% | 4,88% |
| Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1 | -25 410 | -53 584 |
| Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1 | | |
| Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | -61 855 | -41 385 |
| Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS | 284 102 | 296 690 |

Fonte: ERSE, "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020", p. 52

A.4. Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

1. O peso dos CIEG incluídos na formação das tarifas de acesso de redes (TAR) mantém-se uma preocupação agravada do CT, uma vez que, consoante o nível de tensão, o seu peso no valor das mesmas oscila entre 59% e 75%, conforme indicado no quadro seguinte:

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / Tarifas de Acesso) |
|--|------------------------------|
| MAT | 75% |
| AT | 68% |
| MT | 62% |
| BTE | 62% |
| BTN > 20,7 kVA | 59% |
| BTN ≤ 20,7 kVA | 65% |

Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

2. No quadro que se segue apresenta-se a repartição de cada um dos CIEG pelos diferentes níveis de tensão e tipo de fornecimento, decorrente da aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, para determinação das tarifas de 2020 e a repartição em vigor para tarifas de 2019:



Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

| Unidades: M€ | MAT | AT | MT | BTE | BTN> | BTNS | TOTAL |
|--------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|
| Sobrecusto PRE (DL90/2006) | 0,0 | 0,0 | 3,3 | 4,9 | 8,7 | 800,7 | 817,6 |
| Sobrecusto PRE (não DL90/2006) | 14,2 | 40,0 | 97,8 | 24,6 | 18,9 | 228,8 | 424,4 |
| Sobrecusto dos CAE | 12,5 | 46,8 | 183,0 | 60,6 | 30,3 | -36,5 | 296,7 |
| CMEC | 0,0 | 0,0 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,3 | -0,4 |
| Garantia de potência | 0,7 | 2,2 | 4,8 | 1,1 | 0,6 | 5,1 | 14,5 |
| Sobrecusto RAs | 8,8 | 35,6 | 139,0 | 46,0 | 19,7 | -121,2 | 127,9 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 6,9 | 20,6 | 44,2 | 9,8 | 5,5 | 47,0 | 134,0 |
| Ajust. de aquisição de energia | -3,5 | -10,6 | -22,7 | -5,0 | -2,8 | -24,1 | -68,9 |
| Diferencial extinção TVCF | -0,2 | -0,6 | -1,3 | -0,3 | -0,2 | -1,4 | -4,1 |
| Sobreprovento | -0,1 | -0,3 | -0,7 | -0,2 | -0,1 | -0,7 | -2,1 |
| Terrenos | 0,6 | 1,9 | 4,1 | 0,9 | 0,5 | 4,3 | 12,3 |
| PPEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 39,9 | 135,7 | 451,4 | 142,3 | 81,1 | 901,5 | 1751,9 |

Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

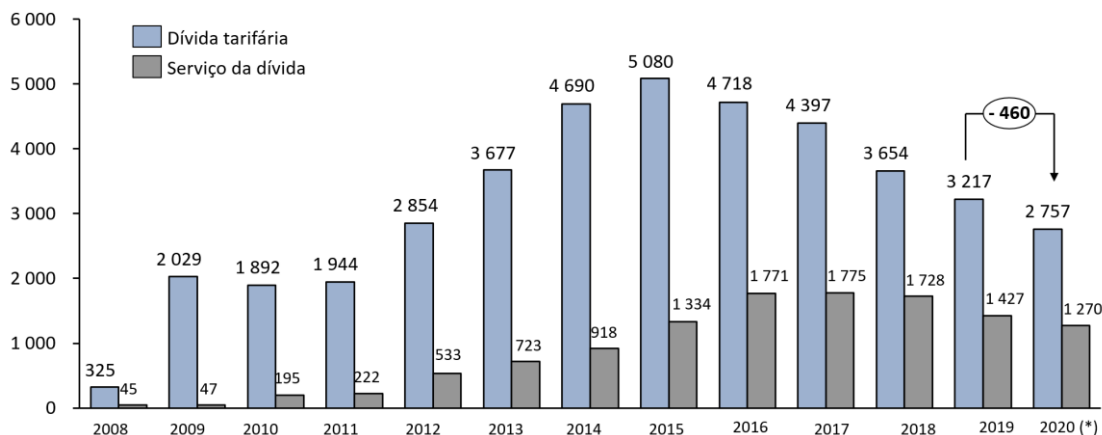
Quadro 3-5 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

| Unid: M€ | MAT | AT | MT | BTE | BTN> 20,7kVA | BTNS 20,7kVA | TOTAL |
|--------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Sobrecusto PRE (DL90/2006) | 0,0 | 0,0 | 2,7 | 4,0 | 7,4 | 537,9 | 552,2 |
| Sobrecusto PRE (não DL90/2006) | 15,2 | 45,6 | 111,0 | 28,0 | 21,4 | 242,7 | 463,8 |
| Sobrecusto dos CAE | 6,5 | 29,0 | 135,8 | 50,4 | 24,5 | 37,9 | 284,1 |
| CMEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,1 | -0,1 |
| Garantia de potência | 0,9 | 3,0 | 6,5 | 1,5 | 0,9 | 6,9 | 19,8 |
| Sobrecusto RAs | 3,8 | 20,2 | 95,7 | 35,9 | 14,7 | -44,3 | 125,9 |
| Estabilidade (DL 165/2008) | 6,4 | 20,6 | 44,2 | 9,9 | 6,0 | 47,0 | 134,1 |
| Ajust. de aquisição de energia | 1,5 | 4,8 | 10,2 | 2,3 | 1,4 | 10,9 | 31,0 |
| Diferencial extinção TVCF | -0,4 | -1,3 | -2,7 | -0,6 | -0,4 | -2,9 | -8,3 |
| Sobreprovento | -0,1 | -0,3 | -0,6 | -0,1 | -0,1 | -0,7 | -2,0 |
| Terrenos | 0,6 | 1,9 | 4,1 | 0,9 | 0,6 | 4,4 | 12,6 |
| PPEC | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 34,4 | 123,5 | 406,9 | 132,1 | 76,3 | 839,7 | 1 613,0 |

Fonte: ERSE, Tarifas e preços para 2019, dezembro/2018

I. Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente os diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto) bem como o défice gerado em 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto), a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado "*serviço da dívida tarifária*" (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa UGS, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2020, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).

**Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)**

(*) Proposta de tarifas e preços para 2020

Fonte: ERSE

4. A proposta de tarifas e preços para 2020 consolida o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo uma diminuição do mesmo em cerca de 460M€, correspondendo a uma redução de cerca de 14%.
5. O CT suporta a opção da ERSE em procurar reforçar a garantia da sustentabilidade do sistema através de uma ponderação equilibrada entre a variação das TAR e uma redução do volume da dívida tarifária do setor elétrico.

II. Fontes de financiamento do SEN/medidas mitigadoras

1. O processo anual de fixação de tarifas pela ERSE para o ano seguinte, deve permitir a recuperação dos custos das atividades reguladas, assumindo a forma de proveitos permitidos, incluindo os ajustamentos, diretamente determinados pelas metodologias regulatórias.
2. As previsões em que assentam os proveitos permitidos, têm subjacentes as projeções efetuadas para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2020, bem como as previsões efetuadas pelas empresas reguladas e ainda os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020.
3. As atividades reguladas incorporam nos proveitos permitidos os custos diretos do seu exercício decorrentes do custo com capital definido pelo regulador e dos custos operacionais permitidos. Além destes custos diretos associados às atividades exercidas e por isso objeto de decisão regulatória, existem outros custos que são incorporados nas tarifas por via legal, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, os designados CIEG.
4. Ao total dos custos referidos no ponto anterior são deduzidos os montantes de medidas mitigadoras igualmente estabelecidas legalmente.
5. O CT constata que para as tarifas de 2020 a ERSE considerou medidas mitigadoras num total de cerca de 310M€, como se discrimina:



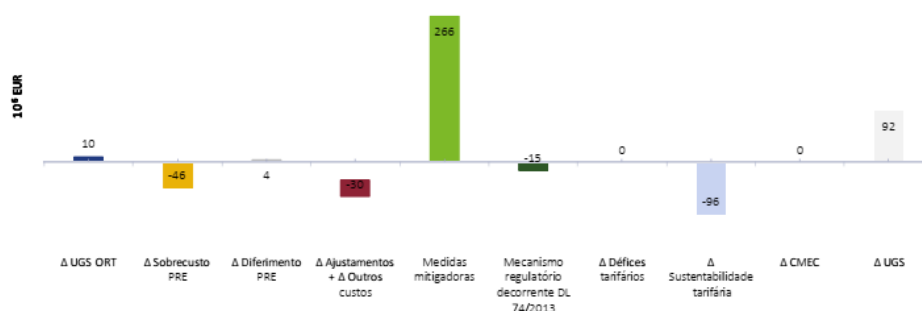
Unid: milhares de euros

| Medida | Valor previsto | | Notas |
|--|----------------|---------|---|
| | T2019 | T2020 | |
| Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 | 41 000 | 56 192 | Aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 |
| Total das medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE, discriminadas em baixo (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6) | 519 777 | 253 769 | Ver abaixo. |
| (1) Receitas da venda das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN | 163 362 | 149 687 | Aplicação do DL 38/2013, de 15 de março, e Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro |
| (2) Pagamento dos produtores eólicos ao SEN como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial | 27 415 | 27 387 | Aplicação do DL n.º 35/2013, de 28 de fevereiro |
| (3) Transferência do FSSSE relativa à CESE (e de receitas adicionais no âmbito do CELE) com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio | 189 000 | 51 966 | T2019 – aplicação do Despacho Conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e Assuntos Fiscais. T2020 - os valores correspondem apenas a previsões da empresa para a transferência da CESE |
| (4) Consignação ao SEN de 50% receita gerada pela tributação do carvão em sede de ISP e da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2 | - | 10 896 | Aplicação Portaria n.º 6-A/2019, de 4 de janeiro |
| (5) Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN | - | 13 834 | Aplicação da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro - OE 2019 |
| (6) Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis | 140 000 | 0 | Aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro |

Fonte: ERSE

6. No que respeita ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, constata-se um aumento de cerca de 15 M€ face a 2019¹²⁷.
7. A figura seguinte desagrega a variação da UGS de 2019 para 2020, pelas suas diferentes parcelas:

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

8. Atento o impacto *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis e efetiva transferência financeira para o SEN.

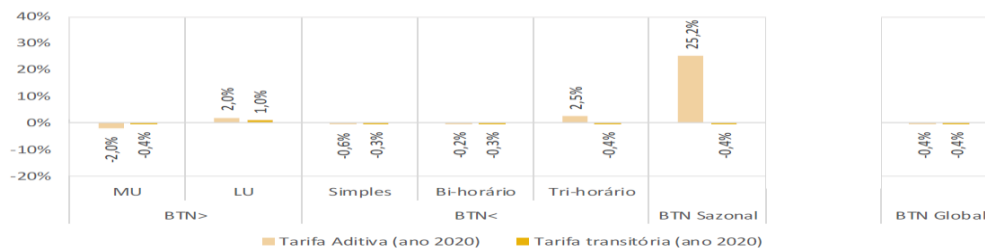
¹²⁷ Não obstante, estes valores em base previsional são objeto de ajustamento para valores reais com a consumação dos respetivos estudos referentes aos anos de 2019 e de 2020, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019.

III. Estrutura tarifária do setor elétrico

D.1. Aditividade tarifária

- I. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.
- m. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de tarifas transitórias de venda a clientes finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis, em cada nível de tensão e opção tarifária, aos clientes do CUR, nomeadamente:
- vii. tarifa de energia;
 - viii. tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC);
 - ix. tarifa de uso global do sistema;
 - x. tarifa de uso da rede de transporte;
 - xi. tarifas de uso da rede de distribuição;
 - xii. tarifa de comercialização.
- n. A convergência para as tarifas aditivas, segundo a ERSE, "tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente". Este processo depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro e, por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.
- o. A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4.º e pelo n.º 10 do art.º 5.º, ambos da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos últimos quatro anos.
- p. No âmbito do mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários, a ERSE definiu para a BTN no continente em 2020, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,2%, correspondente à taxa de inflação dos preços no consumidor prevista para este ano.
- q. Constata-se no gráfico seguinte que as variações médias das diferentes opções das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) de Baixa Tensão Normal (BTN) em 2020 são inferiores à variação máxima referida no ponto anterior. Verifica-se ainda que, para a globalidade dos consumos em BTN no mercado regulado, a variação tarifária das TTVCF é igual, em termos médios, à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas.

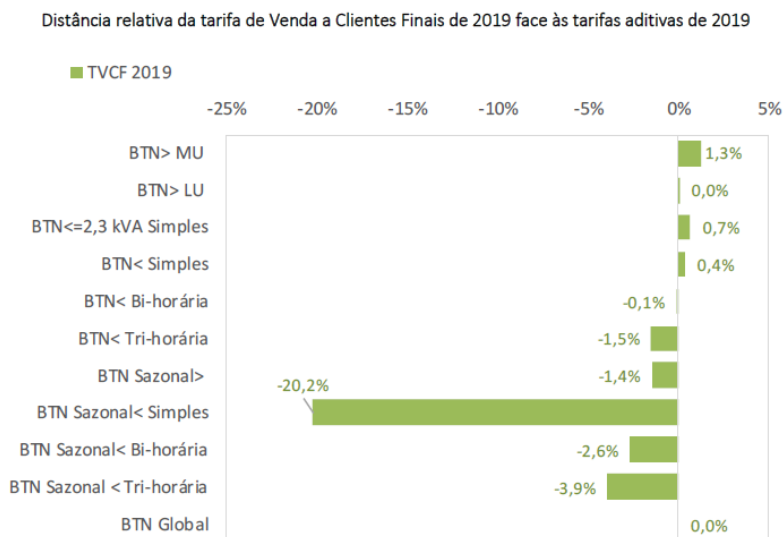
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN



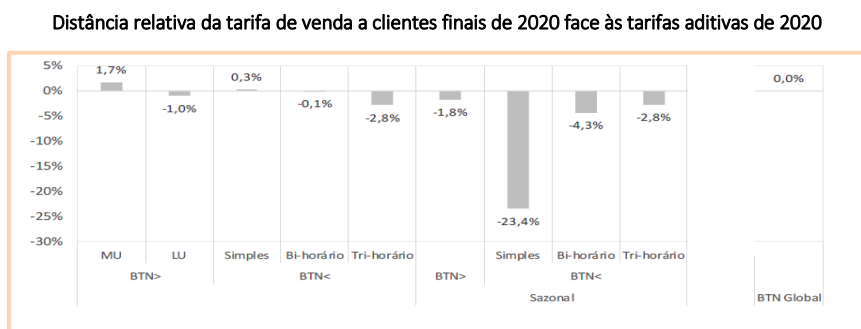
Fonte: ERSE



- r. A aditividade plena por opção e termo tarifário não foi ainda atingida. O CT reconhece que nas opções tarifárias de BTN simples e de BTN sazonal < tri-horária se verificou uma aproximação à aditividade total mas, nas restantes opções, verificou-se um agravamento da distorção, como se pode observar nos gráficos seguintes.



Fonte: ERSE



Fonte: ERSE

- s. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento destas distorções na preparação das tarifas finais.

D.2. Convergência tarifária das RA

1. O CT regista o facto de a ERSE ter respondido positivamente ao seu parecer¹²⁸ de novembro de 2018, no que respeita à explanação da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tendo incorporado esta alteração ainda no decorrer de 2018, na publicação de "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019" no subcapítulo 7.7 "Análise da convergência tarifária", informação essa que se mantém na proposta para 2020.
2. Considera assim o CT que a informação disponibilizada é relevante para a compreensão das variações tarifárias das Regiões, cujas tarifas são totalmente reguladas.

¹²⁸ "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019".

**E. TARIFAS****E.1. Tarifas de acesso às redes (TAR)**

1. A proposta de tarifas e preços para 2020 apresenta um aumento de 1,1%, nas TAR para todos os níveis de tensão, conforme indicado no quadro seguinte.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2020

| | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|----------------------------|------|------|------|------|------|
| Tarifas de Acesso às Redes | 1,1% | 1,1% | 1,1% | 1,1% | 1,1% |

Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

2. O aumento médio das TAR de 1,1% proposto pela ERSE para 2020, para todos os níveis de tensão, resulta de ajustamentos ao nível das componentes de energia, potência em ponta e potência contratada (que se indicam para cada nível de tensão no quadro que se segue), o que motiva que o aumento efetivo para cada consumidor dependa do seu perfil de consumo e, por isso, tenha alguma variabilidade em torno do aumento médio indicado.

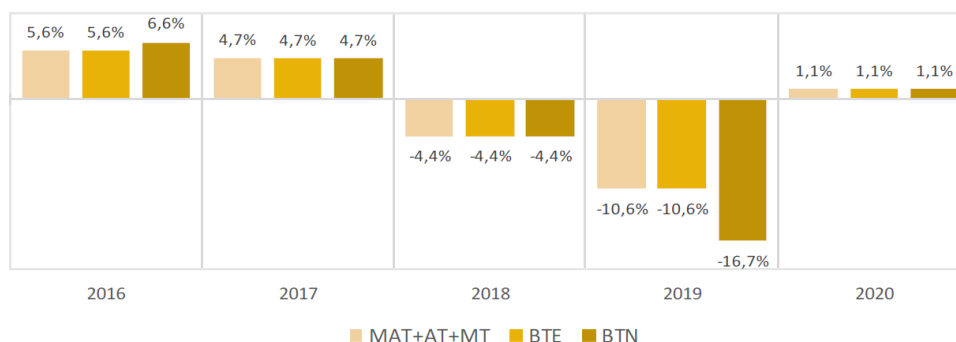
Comparação (%) 2020/2019

| Nível de Tensão | Energia | | | | Potência em Ponta | Potência Contratada |
|-----------------|---------|-------|--------|-------|-------------------|---------------------|
| | P | CH | V | SV | | |
| MAT | +9,6% | +2,3% | -2,2% | -2,2% | -6,0% | +2,7% |
| AT | +10,6% | +0,8% | +1,4% | +1,5% | -7,6% | +2,9% |
| MT | +13,0% | +4,7% | +2,1% | +2,9% | -11,6% | -4,3% |
| BTE | +13,5% | +3,2% | -2,8% | -3,1% | -7,3% | +0,9% |
| BTN -S | +1,0% | | | | | +0,9% |
| BTN-Bi | +2,7% | | -5,7% | | | |
| BTN-Tri <=20.7 | +1,2% | +3,7% | -5,7% | | | |
| BTN-Tri > 20.7 | -6,1% | +4,9% | +26,8% | | | |

Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia constantes da proposta em análise e valores em vigor em 2019

3. Por outro lado, a aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de UGS, contribui também para as variações tarifárias no acesso às redes referidas no ponto 2.
4. A variação das TAR depende das variações observadas, nas tarifas do OLMC, de uso das redes de transporte e distribuição, e da tarifa UGS.
5. O CT regista ainda que após a redução das tarifas de acesso em 2018 e 2019, se verifica novamente um aumento em 2020 conforme se pode observar da análise da figura seguinte:

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020

6. No quadro seguinte, elaborado a partir dos documentos de tarifas e preços para 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020 (proposta), é possível verificar que as variações observadas nas TAR nos últimos 5 anos foram fundamentalmente condicionadas pelas variações na tarifa UGS, onde são recuperados os CIEG.

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-----------------------|----------------------------|----------------------------|--------|--------|-------|
| Acesso às redes | 6,2% | 4,7% | -4,4% | -14,3% | 1,1% |
| Uso das Redes | 2,3% <small>129</small> | 3,9% <small>130</small> | -11,7% | -4,6% | -5,1% |
| Uso Global do Sistema | 9,2% | 5,2% | 0,7% | -20,2% | 5,5% |

7. O aumento médio de 1,1% resulta assim de um aumento da tarifa UGS de 5,5%, predominantemente devido aos CIEG, e de uma redução de 5,1% das tarifas de uso das redes.
8. O CT constata que a diminuição da UGS em 20,2%, em 2019, resultou essencialmente da aplicação de medidas mitigadoras pontuais não estruturais, que por não se repetirem na proposta de tarifas de 2020, explicam, em parte, o aumento da UGS em 5,5%, neste ano.
9. Finalmente, considera o CT importante o retomar da trajetória de diminuição da tarifa UGS, em particular na sua componente de CIEG, contribuindo deste modo para TAR tendencialmente mais baixas.

E.2. Tarifa de energia (previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes)

1. A atual proposta tarifária incorpora uma previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2020 de 61.66 €/MWh¹³¹. Segundo a ERSE, na definição deste valor foram considerados os resultados do leilão de aprovisionamento do CUR realizado a 26 de setembro de 2019, bem como informação recente sobre a cotação dos contratos futuros negociados na plataforma do OMIP para entregas em 2020. A isto acresce uma estimativa dos custos com o acerto ao preço do mercado diário devido ao perfil de compra do CUR e dos custos decorrentes da sua participação em mercados organizados.

¹²⁹ Percentagens calculadas com base nas tarifas e preços que vigoraram em 2016.

¹³⁰ Percentagens calculadas com base nas tarifas e preços que vigoraram em 2017.

¹³¹ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-5.



2. A propósito do leilão de aprovisionamento do CUR, o CT assinala que a par da proposta de tarifas e preços para 2019, a ERSE submeteu a consulta pública uma revisão extraordinária do RT, que resultou na aprovação de um mecanismo regulado de contratação a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no mercado regulado, assente num modelo de leilões de compra de energia. Esta decisão acolhe as recomendações expressas por este Conselho nos seus pareceres sobre a "[Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico](#)" ([Consulta Pública n.º 68](#)) e "[Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR](#)" ([Consulta Pública n.º 73](#)).
3. Tendo em conta a necessidade de melhorar a estimativa do custo da energia incluído nas TTVCF e de reduzir os valores dos desvios associados ao erro de previsão do custo médio de aquisição do CUR observados nos anos anteriores, o CT regista positivamente a operacionalização do mecanismo de leilões de compra de energia previamente à proposta tarifária para 2020, com a colocação de 18,6%¹³² das necessidades previsionais de energia para fornecimento da carteira de clientes do CUR para o próximo ano.
4. Com efeito, o CT reconhece que esta estratégia de aprovisionamento antecipado no mercado de futuros tem a vantagem de dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia, ao assegurar que uma proporção dos custos com a aquisição de energia elétrica é conhecida aquando da definição das tarifas para o ano seguinte, minimizando os respetivos desvios.

E.3. Tarifas da mobilidade elétrica

1. O CT constata que serão publicadas para 2020, além das tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica, as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) e as tarifas de energia e comercialização aplicável à mobilidade elétrica na RAA e RAM. Tal resulta, no geral, do Regulamento da Mobilidade Elétrica ([RME](#))¹³³.
2. O CT reitera a importância de se iniciar, com a maior celeridade, a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se, assim, o princípio do utilizador-pagador. O CT constata que tal ainda não acontece para os postos de carregamento normal.

E.3.1 Tarifas da EGME

1. As tarifas da EGME são aplicáveis aos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME), aos Operadores de Pontos de Carregamento (OPC) e aos detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).
2. As tarifas da EGME são compostas por um termo tarifário fixo, em euros por dia, e por um termo tarifário dependente do número de carregamentos, em euros por carregamento, e devem proporcionar o montante de proveitos permitidos da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica, feita pela EGME, quando aplicadas às quantidades previstas.
3. O estabelecimento dos proveitos permitidos referidos no ponto anterior carece do envio à ERSE, por parte da EGME, da informação para efeitos de cálculo das tarifas. Como este envio não foi feito, e de acordo com o art.º 104.º do RME, a ERSE publicou o valor de zero euros, para 2020, para as tarifas da EGME.

¹³² Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico", ponto 5.3.2, p. 291.

¹³³ Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto, alterado pelo Regulamento ERSE n.º 7/2019, de 11 de outubro.



4. O CT releva este facto, por considerar que o mesmo não é adequado à necessária e desejada previsibilidade e estabilidade do mercado da mobilidade elétrica, sobretudo atento o importante desenvolvimento que este mercado tem tido.

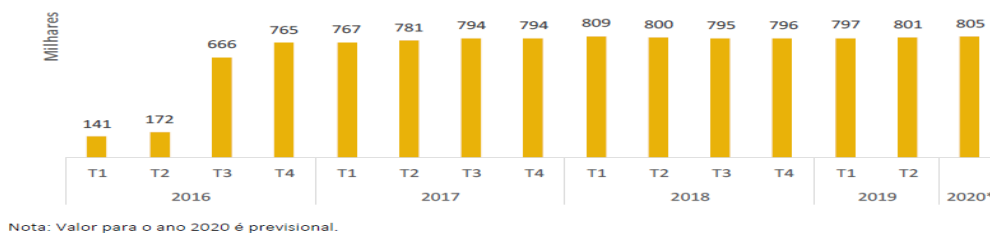
E.3.2. Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica (TAR mobilidade elétrica)

1. O CT constata a descida generalizada proposta para as TAR Mobilidade Elétrica, face ao que foi aplicado em 2019, nos termos diretamente comparáveis.
2. Decorrente das alterações recentemente introduzidas ao RME, são ainda propostas TAR Mobilidade Elétrica diferenciadas por nível de tensão, em baixa tensão, decorrentes da tarifa de acesso às redes em BTN, e em média tensão, decorrentes da tarifa de acesso às redes em BTN deduzida da tarifa de uso da rede de distribuição em BT.
3. Tal permite uma aplicação mais justa e coerente das TAR Mobilidade Elétrica, facto que o CT regista.
4. Mantém-se, ainda, a composição das TAR Mobilidade Elétrica por preços de energia ativa discriminados por período horário, convertidos para o efeito os preços de potência das TAR em BTN e da tarifa de uso da rede de distribuição em BT, o que o CT considera adequado nos termos do RME em vigor.
5. Considera o CT que os pontos acima referidos constituem, entre outros passíveis de serem enumerados, um estímulo à mobilidade elétrica, com todas as vantagens que comporta. Não obstante, o CT assinala a recomendação que expressou no seu [parecer](#) de 16 de setembro de 2019.

E.4. Tarifa social

8. A tarifa social de fornecimento de eletricidade, criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelos Decretos-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, n.º 172/2014, de 14 de novembro e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, constitui uma medida de proteção dos consumidores domésticos que se encontrem em situação de carência económica, garantindo o acesso a este serviço público essencial pelos consumidores economicamente vulneráveis.
9. A tarifa social consiste num desconto na TAR em BTN, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre, e que é fixado anualmente por Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
10. Para o ano de 2020, o Despacho n.º 8900/2019, de 7 de outubro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, aprovou o desconto a aplicar às TAR a partir de 1 de janeiro de 2020, correspondendo a um desconto de 33,8 % sobre as TTVCF, excluído o IVA, demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis.
11. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio no seu art.º 121.º redesenhar os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia com vista à definição de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto a praticar face aos descontos sociais em vigor até àquela data.
12. Conforme apresentado na figura 2-8, cerca de 801.000 mil clientes beneficiavam de tarifa social de eletricidade no final do 2.º trimestre de 2019, representando um ligeiro acréscimo em relação ao trimestre homólogo de 2018, e em relação ao trimestre anterior. Para o ano 2020 prevê-se que cerca de 805.000 mil clientes beneficiarão de tarifa social de eletricidade.

Figura 2-8 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: ERSE, Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020, p. 10

13. O crescimento acentuado do número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 deveu-se às suprarreferidas mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor e centralizado na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).
14. Por seu turno, da análise do quadro 4-43 que apresenta a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2020 desagregado entre Continente e Regiões Autónomas e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, e por comparação com o previsto pela ERSE no documento que fixa as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, conforme quadro 4-41, verifica-se que:
 - no Continente prevê-se um decréscimo de 15.227 beneficiários em 2020 face ao registado em 2019;
 - na RA Açores prevê-se um decréscimo de 1.732 beneficiários;
 - na RA Madeira prevê-se um acréscimo de 780 beneficiários.

Quadro 4-43 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

| | Nº clientes beneficiários tarifa social | Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €) |
|----------------------|---|--|
| Portugal continental | 762 822 | 102 744 |
| RA Açores | 19 157 | 2 885 |
| RA Madeira | 23 141 | 3 430 |

Fonte: ERSE, Proposta de tarifas e preços para 2020, p. 151

Quadro 4-41 - Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2019

| | Nº clientes beneficiários tarifa social | Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €) |
|----------------------|---|--|
| Portugal continental | 778 049 | 103 743 |
| RA Açores | 20 889 | 2 955 |
| RA Madeira | 22 361 | 2 991 |

Fonte: ERSE, Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, p. 149

15. Tendo em conta a evolução do número de beneficiários da tarifa social, o CT considera importante que se proceda a uma aprofundada avaliação da implementação da tarifa social em todo o território nacional, que nomeadamente apresente os fundamentos para esta evolução e assegure a revisitação dos critérios de elegibilidade à luz dos objetivos subjacentes à atribuição da tarifa social.

F. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2020

1. A ERSE estima para 2019 um consumo referido à emissão cerca de 0,7% inferior ao verificado em 2018. Este consumo encontra-se alinhado com a estimativa da EDP-D (junho 2019, -0,7%) e da REN (junho 2019, -0,9%).

2. O CT reconhece que todas as estimativas refletem uma redução da taxa de crescimento o que se considera consistente. Ainda assim, o CT recomenda que para a fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente designadamente o consumo registado até novembro de 2019.
3. O CT recomenda ainda que na informação gráfica apresentada, as referências à variação do consumo sejam coerentes. Os modelos de previsão devem refletir naturalmente a informação mais recente, com projeções corrigidas dos efeitos de temperatura. Assim, o gráfico da figura 2-2 da proposta tarifária deve ser ajustado em conformidade no documento das tarifas para 2020:

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

G. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

1. O processo de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, no continente, a clientes com consumos em MAT, AT, MT e Baixa Tensão Especial (BTE) foi regulado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.
2. O prazo de vigência do regime transitório foi sendo sucessivamente alargado. Foi o Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e alterou a forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo que a respetiva data seja definida por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais, foi aprovado pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro, e, seguidamente pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou o período até 31 de dezembro de 2017.
4. Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), estendendo o prazo até 31 de dezembro de 2020.
5. Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada, em 31 de dezembro de 2020, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.
6. Mais recentemente, foi aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e Diretiva ERSE n.º [1/2018](#), de 3 de janeiro, o regime equiparado

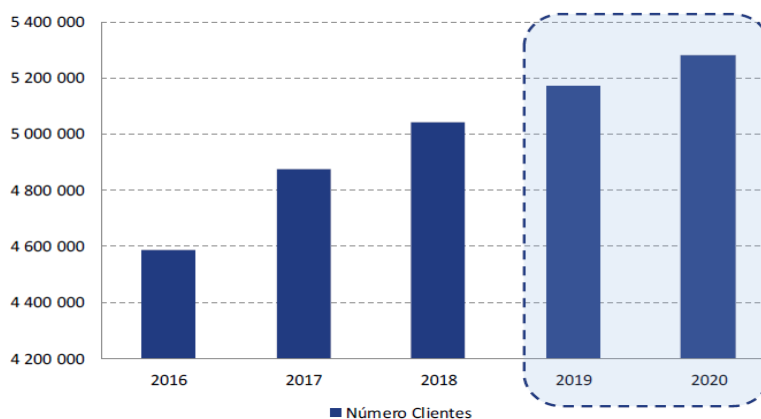
ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

7. Tendo em conta o mais recente Boletim sobre o Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, o Mercado Regulado de Portugal Continental conta ainda com mais de 1 milhão de clientes e um consumo de mais de 2,5 TWh, essencialmente concentrado no segmento Doméstico.
8. O CT constata que o artigo 5.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo a regras comuns para o mercado interno da eletricidade estabelece que os Estados-Membros devem apresentar periodicamente à Comissão Europeia relatórios de acompanhamento que devem conter, nomeadamente, *"uma avaliação dos progressos realizados no sentido de alcançar uma concorrência efetiva entre os comercializadores e da transição para preços baseados no mercado"*.
9. Adicionalmente, a Diretiva determina o eventual prolongamento da existência de tarifas reguladas pelo menos até 2025, ainda que tal fique dependente da verificação de determinados critérios.
10. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre, por esse motivo, e tendo presente o prazo definido na atual legislação para a extinção da TTVCF, recomenda que:
 - a. se continue a reforçar as condições para a execução do princípio de liberdade de escolha dos consumidores;
 - b. se transmita mensagens claras ao mercado, nomeadamente sobre a coexistência entre mercado regulado e mercado livre, de forma a adequar o desenvolvimento dos investimentos dos Agentes.
11. Ainda assim, recomenda o CT que a ERSE clarifique junto dos órgãos competentes a estratégia que permita não apenas uma plena dinamização do mercado concretizando a transposição das Diretivas Europeias, bem como, se garanta aos consumidores em mercado regulado o seu direito de informação.

H. EVOLUÇÃO DOS MERCADOS (MERCADO LIBERALIZADO VS. REGULADO)

1. No que respeita ao número de clientes no mercado livre, o quadro evolutivo aponta para um valor médio global de cerca de 5,17 milhões clientes em 2019 e cerca de 5,28 milhões em 2020.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2019 e 2020



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2020", out 2019

2. Em 2019, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual do mercado com tarifa transitória dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à



prevista extinção destas tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado livre.

3. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, e a consequente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre, entende o CT ser expectável que haja uma redução do ritmo de crescimento deste segmento de clientes no mercado livre.
4. De acordo com o último Relatório do Mercado Liberalizado de Eletricidade publicado pela ERSE, no final do mês de agosto de 2019, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em mercado livre ascendia a 5 201 340 (83% do número total de clientes), representando o seu consumo cerca de 94,2% do consumo total.
5. O CT constata que a liberalização do mercado de eletricidade tem sido positiva, uma vez que ao longo dos anos os agentes em regime de mercado têm disponibilizado um conjunto numeroso de ofertas comerciais.
6. Nesse sentido, o CT reconhece ser fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como a existência de simuladores que permitam aos consumidores avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.
7. Não obstante o facto de entre janeiro de 2018 e junho de 2019 terem regressado ao mercado regulado 14.886 clientes, o que representa menos de 0,3% dos clientes em ML, a ERSE considera que podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado e no regresso de clientes ao mercado regulado, mencionando que "deverá assistir-se, em 2019 e 2020, tal como em 2018 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde de janeiro de 2018".
8. Este regime implica que se mantenham as exigências impostas aos comercializadores de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a diferença entre o preço praticado em regime de mercado e na tarifa regulada.
9. Recomenda o CT que relativamente ao regime equiparado ao das tarifas transitórias que teve início em 2018, a ERSE apresente um balanço da sua aplicação e impactos quer no mercado livre, quer no CUR.

I. REGULAMENTAÇÃO DA LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

1. Em janeiro de 2019 foi publicada a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, referente ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, que introduz mudanças relevantes na informação a prestar pelos comercializadores ao consumidor final de energia, obrigando a uma maior densificação e detalhe da informação prestada ao consumidor.
2. De acordo com a última informação obtida pelo CT, a ERSE deverá disponibilizar para consulta pública até ao final do ano de 2019 a subregulamentação decorrente da aprovação da Lei referida, acompanhando a revisão do RRC.
3. O CT recomenda à ERSE que, na revisão da subregulamentação em causa, vise a minimização dos custos associados e da complexidade burocrática, por forma a reduzir os possíveis impactos nos Agentes e consequentemente no consumidor final.

J. OLMC

1. A atividade de OLMC está atribuída à ADENE.



2. Dando cumprimento ao disposto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, nomeadamente no que respeita ao não agravamento de custos já existentes para os consumidores de eletricidade e gás natural, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pelo OLMC em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X.
3. Este nível de custos assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pelo OLMC no seu plano de negócios para o período 2018-2020, por forma a diminuir a volatilidade tarifária que estaria associada à recuperação dos custos de arranque da atividade num único ano.
4. Assim, o montante de proveitos permitidos ao OLMC na atividade de OLMC para 2020 é de 1,214 M€ a que acresce o montante de 0,313 M€ de ajustamentos tendo em conta que o OLMC não recuperou em 2018 os proveitos permitidos previstos em 2017.
5. Como referido no parecer à proposta de tarifas para 2019, o CT considera essencial a estabilidade no funcionamento da atividade do OLMC, e o equilíbrio económico-financeiro do mesmo, tendo naturalmente presente a premissa do não agravamento de custos para os consumidores.

K. RECONHECIMENTO DE PROVEITOS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

1. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE informou ter ativado o fornecimento supletivo, pelo CUR em maio e novembro de 2017, aos clientes dos comercializadores Voltagequation e Elygas que foram impedidos de assegurar a sua atividade primária. Em consequência:
 - reconheceu em base de proveitos do operador da rede de distribuição, 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, no montante de 2,7M€, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir;
 - referiu que ... *"se encontrava a analisar e avaliar a situação reportada pelo ORT referente a dívida vencida de um comercializador de mercado, incorrida no âmbito do mercado de serviços de sistema, que ascende a um montante de cerca de um milhão de euros"*¹³⁴.

Relevando a ausência de qualquer regulamentação que sustente a opção de imputação destes custos aos consumidores, o CT em 2018 não se opôs, de forma a garantir a salvaguarda da integridade do SEN.

2. Adicionalmente, no seu [parecer](#) de 15/novembro/2018¹³⁵, o CT propôs medidas supletivas no sentido de robustecer os procedimentos em vigor em duas vertentes indissociáveis, que no seu entendimento urgia serem tomadas:
 - o Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização;
 - o Gestão integrada de riscos e garantias.
3. Esta proposta mereceu o acordo da ERSE expresso no documento de "Comentários ao parecer do CT".
4. Assim, o CT regista positivamente a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que cria a *"Gestão de riscos e garantias no SEN"*, legislação que integra o modelo e as principais preocupações manifestadas pelo CT.
5. No entanto, o CT destaca o facto de a ERSE, decorridos 2 anos sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais ([RRC](#)), em 2017, não ter ainda promovido a regulamentação nele prevista (art.º

¹³⁴ Documento de proveitos permitidos em 2019, pág.78.

¹³⁵ Ponto G. da Especialidade.



- 99º A, B e C), tendo produzido um "*Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN*" através da Diretiva n.º [11/2018](#), de 22 de junho.
6. Nesta conformidade o CT recomenda à ERSE a revisão urgente do RRC, bem como do desenvolvimento da Regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN, estatuída no art.º 58 - D do supracitado decreto-lei.
 7. Na definição de tarifas e preços para 2020, a ERSE informa:
 - a. que as entidades visadas, EDP D e REN, sinalizaram a inexistência de qualquer recuperação de créditos;
 - b. ter sido registada nova insolvência em 2019 de outro comercializador (Elusa);e propõe:
 - c. abordagem semelhante à seguida no ano transato para a situação de fornecimento supletivo desencadeada em 2019, para o comercializador Elusa, o que corresponde a 959,4 milhares de euros. Nesta abordagem não está explicitamente referido o tratamento das situações reportadas pelo ORT no âmbito do mercado de serviços de sistema, que referia estar em análise quando da publicação das decisões relativas às tarifas de 2019.
 8. As insolvências de pequenos comercializadores de energia registadas até ao momento traduzem-se em mais de 6 M€ de dívidas ao SEN. Cerca de 5 M€ do acesso às redes e mais de 1 M€ no mercado de serviços de sistema.
 9. O risco para o SEN resulta agravado pelo facto de, independentemente da sua dimensão, através dos meios digitais existentes, estes comercializadores poderem captar de forma rápida um elevado número de clientes, sem que existam meios igualmente eficazes de ajustar concomitantemente a proteção do risco para o SEN.
 10. Em caso de incumprimento, o mercado de serviços de sistema resulta prejudicado quando estes comercializadores, mantendo a sua carteira, acabam por nele se abastecerem como último recurso, uma vez esgotado o seu crédito para acesso ao MIBEL.
 11. O encerramento do acesso aos mercados devia ser síncrono, evitando assim prolongar de forma artificial uma atividade tecnicamente falida, sem hipóteses de o ORT atuar no quadro regulamentar em tempo útil.
 12. A legislação e regulamentação atualmente em vigor mostram-se insuficientes para limitar os prejuízos das insolvências, pela morosidade nos processos de acionamento de garantias e suspensão da carteira do comercializador, sendo omissas quanto ao tratamento a dar aos valores em dívida. Neste quadro, a ERSE decidiu reconhecer em tarifas 80% dos valores em dívida ao Operador de Rede de Distribuição (ORD) pelos custos com o acesso às redes, continuando por decidir o tratamento da dívida ao mercado de serviços de sistema.
 13. Adicionalmente, o CT recomenda que sejam avaliadas outras medidas específicas que contribuam para mitigar este risco do SEN:
 - a. Revisão urgente da regulamentação prevista no RRC possibilitando aos operadores agirem de forma célere a eventuais incumprimentos, limitando os prejuízos para o SEN que estes comercializadores possam vir a induzir, e a conclusão dos processos pendentes;
 - b. Possibilitar a redução da duração do ciclo de faturação entre os operadores e os comercializadores, quando a dívida se encontrar em situação crescente durante 2 meses consecutivos, para reduzir o risco de incumprimento e o valor das garantias;



- c. Em caso de incumprimento confirmado, transferir de forma célere para o CUR a carteira de clientes desse comercializador, como medida cautelar.

L. PROVEITOS DO CUR

1. De entre as atividades desempenhadas pelo CUR, cumpre destacar os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente (CVEE PRE).
2. O CT assinala que, na ausência de despacho do Secretário de Estado da Energia a fixar o valor que terá sido recebido em excesso pelos PRE que terão beneficiado da acumulação da tarifa garantida com outros apoios públicos à promoção e ao desenvolvimento de energias renováveis, no exercício tarifário de 2019 a ERSE voltou a deduzir 140 M€ aos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRE do CUR no âmbito das medidas de mitigação a abater ao sobrecusto da PRE.
3. O CT constata que, até ao momento, continua por definir o enquadramento legal ou metodologia de cálculo que permita ao CUR identificar os montantes a cobrar aos produtores em questão, o que levou à acumulação em 2019 de um desvio no mesmo valor nos proveitos permitidos do CUR, o qual era passível de ser recuperado nas tarifas de 2020 em sede do ajustamento provisório desta atividade.
4. No seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2019, o CT alertou para o impacto de um desvio desta dimensão no equilíbrio económico-financeiro do CUR. Com efeito, desde 2017 que, com grande esforço financeiro, o CUR se encontra a financiar o SEN em 140 M€, estando a suportar custos de financiamento superiores à remuneração que vai auferir das tarifas, atendendo aos *spreads* que têm vindo a ser considerados pela ERSE para remunerar os ajustamentos tarifários de 2017 em diante, o que representa uma perda financeira para a empresa.
5. O CT reitera esta preocupação e recomenda que a ERSE desenvolva as necessárias diligências com vista à publicação do despacho do Secretário de Estado da Energia a definir o valor por MWh a abater à remuneração paga pelo CUR aos produtores que vierem a ser identificados pela DGEG, tal como previsto na Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro.

M. PROVEITOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE (ORT)

M.1. Atividade de gestão global do sistema

1. A designada atividade de gestão global do sistema (GGS), para além dos custos diretamente relacionados com o seu exercício, incorpora nos seus proveitos permitidos um conjunto alargado de outros custos, decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, definidos no âmbito do SEN, estando muitos destes já devidamente tratados neste parecer designadamente, a interruptibilidade, os CAE, e na generalidade os CIEG.
2. Sobre os custos diretamente relacionados com a atividade (OPEX e custos com capital), o CT constata positivamente que a previsão de investimento para o ano de 2020 de 7,4 M€ representa o valor mais baixo previsto desde 2015. Os custos de exploração resultam da aplicação da metodologia de apreciação da base de custos e dos parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020.
3. Em particular o CT constata que o montante total dos custos diretos da GGS considerados para tarifas de 2020 é de 28,2 M€ comparável com os 26,3 M€, de 2019.
4. Conforme explicitado no ponto K do presente parecer, o CT sublinha a criticidade da GGS, em particular na garantia do funcionamento continuado do mercado de serviços de sistema, parte integrante do SEN. Este mercado específico não pode regulamentarmente estar exposto ao risco de crédito dos agentes pelo que urge eliminar as consequências ainda presentes desse risco, repondo os valores em dívida para com o SEN.



5. Relativamente aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o CT releva:
- **CIEG** - o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas apresentarem uma maior aderência aos custos reais, evitando a existência de ajustamentos tarifários nos anos seguintes;
 - **Parcela associada aos terrenos do domínio público hídrico** - Sendo ativos associados a uma concessão e integrados nos custos de gestão de sistema, a sua remuneração está dependente de classificação atribuída por uma comissão de auditoria nos termos do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, cuja promoção cabe à DGEG através da emissão de um relatório que, segundo a ERSE, foi enviado pela última vez em 2015. O CT não pode deixar de estranhar a ausência de relatórios posteriores;
 - **Custos com os incentivos à garantia de potência** - A proposta de tarifas e preços para 2020 indica as unidades que estão a receber o incentivo ao investimento para tecnologias de produção a partir de fontes hídricas e o seu montante. Refere ainda a ERSE "*[...] No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, aguarda-se o reconhecimento da elegibilidade para receber este incentivo e a homologação dos montantes referentes a 2018 e 2019. Após interações com a DGEG, a ERSE deu em 25 de julho de 2019 o seu parecer definitivo sobre este processo. De acordo com informação da DGEG constante no pedido de parecer à ERSE, após homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o incentivo para este produtor produzirá efeitos no mês de junho de 2018.*" Tendo em conta que o incentivo a este produtor produz efeitos a partir de junho de 2018, o CT assinala os eventuais custos adicionais que resultarão do atraso da decisão.

M.2 Atividade de transporte de energia elétrica

5. Relativamente aos proveitos permitidos desta atividade, o CT releva o facto de para tarifas de 2019 estarem previstos 283,2 M€ e presentemente para as tarifas de 2020 estarem considerados proveitos de 273,7 M€. Esta redução de proveitos permitidos de 2020 face a 2019 tem como base a redução da taxa de remuneração e do valor do ativo líquido, bem como do aumento dos ajustamentos de t-2.
6. O CT igualmente destaca a aprovação do PDIRT 2018-2027 e o seguimento que a ERSE naturalmente dará à execução dos investimentos associados.

N. PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

1. No período regulatório em vigor, os proveitos da atividade de DEE em AT/MT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente. Os proveitos permitidos da atividade de DEE em BT são calculados através de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX.
2. Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade outros custos, nomeadamente:
 - I. Correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;
 - II. Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes;
 - III. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis;
 - IV. Tratamento em sede de proveitos permitidos dos montantes de redução de perdas e combate à fraude;
 - V. Dívidas de pequenos comercializadores.
3. Da análise detalhada de algumas destas rubricas resulta:



O. CORREÇÃO DE PROVEITOS ASSOCIADOS AO ALUGUER DE APOIOS EM BT A EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES

- d. A ERSE manteve a partilha com os clientes do SEN dos ganhos reais obtidos pelo ORD com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações entre 2015 e 2017 (3,3 M€).
- e. Considera ainda, no ajustamento tarifário de 2018, um valor a devolver de 2M€, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2018 (primeiro ano do período regulatório 2018-2020) com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório.
- f. Na medida em que nas tarifas de 2018 já estava a ser considerada, fora do *price-cap*, uma estimativa de ganho de 1,2 M€, o montante líquido de ajustamento nas tarifas de 2020 ascende a 0,9M€, a devolver ao sistema.
- g. Prevendo-se que o acentuado esforço de infraestruturação e de sensorização das cidades e territórios venha a aumentar o interesse dos operadores de telecomunicações pelo uso da rede capilar de infraestruturas elétricas, o CT entende que devem ser criadas, no próximo período regulatório, as adequadas condições regulamentares e legais que enquadrem esta atividade.
- h. O CT reitera a recomendação à ERSE para que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado um regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.
- i. Mais entende o CT que deve ser fixada a repartição adequada desta contrapartida entre concedentes, concessionários e tarifas.

P. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

- a. A ERSE aprovou o [Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes](#) de Distribuição de Energia Elétrica, n.º 610/2019, publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 147, de 02 de agosto de 2019, que estabelece regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.
- b. No sentido de assegurar a eficácia económica da disponibilização de serviços de redes inteligentes, a ERSE propõe a criação de um incentivo específico que leve os operadores a desenvolvê-los, assegurando igualmente que a partilha dos benefícios decorrentes destes serviços seja feita de forma equilibrada entre todos os consumidores.
- c. Assim, a ERSE quantificou os benefícios da integração de instalações de consumo nas redes inteligentes e definiu um critério de partilha equitativa desses benefícios entre consumidores e ORD, considerando que o valor de K deve permitir ao ORD BT uma partilha de benefícios que compense o seu esforço financeiro até, no máximo, 50% do total dos benefícios líquidos.

Quadro 6-1 - Intervalo de benefícios e parâmetro K

| | Partilha de 50% dos benefícios totais | Benefícios totais |
|---|---------------------------------------|-------------------|
| Benefícios líquidos por instalação (euros) a partilhar com ORD BT | 70 | 140 |
| Valor equivalente de K (T=8 anos) | 8,75 | - |

Fonte: ERSE, Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2020

- d. A ERSE decidiu considerar apenas o valor atual do montante de custos diretamente evitados na atividade distribuição em BT. O CT questiona as razões subjacentes à adoção desta metodologia, em especial quando anunciou que o incentivo seria calculado com base na partilha de benefícios líquidos.

Quadro 6-2 - Intervalo de custos evitados e parâmetro K

| | Custos evitados na atividade de distribuição em BT sem perdas comerciais (sem considerar partilha de ganhos com consumidores) | Custos evitados na atividade de distribuição em BT com 50% de custos evitados com perdas comerciais |
|---|---|---|
| Valor por instalação (euros) a partilhar com ORD BT | 41,8 | 63,1 |
| Valor equivalente de K (T=8 anos) | 5,2 | 7,9 |

Fonte: ERSE, Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2020

Quadro 6-3 - Parâmetros a aplicar no ISI

| Parâmetros | 2019 | 2020 |
|------------------------|------|------|
| K_w^{OBJ} (euros) | 5,0 | 5,08 |
| T_w (número de anos) | 8 | 8 |

Fonte: ERSE, Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para 2020

Q. DEVOLUÇÃO DE MAIS-VALIAS OBTIDAS COM A ALIENAÇÃO DE IMÓVEIS

- a. Dando seguimento à análise anunciada no documento de tarifas de 2019, a ERSE propõe agora a devolução às tarifas de um montante de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018 e reportados pela EDP Distribuição no relatório e contas estatutário e nas contas reguladas reais.
- b. Atenta a importância da gestão adequada do património imobiliário afeto às concessões que por razões técnicas ou económicas deixou de ter utilidade, esta é uma matéria que o CT considera relevante.
- c. Por razões de eficiência económica e eficácia operacional, a concessionária da RND e de grande parte das redes BT faz uma gestão integrada e comum dos imóveis das concessões, o que dificulta a sua afetação a uma ou mais concessões específicas, pelo que a definição de regras de repartição destes ativos pode ter implicações transversais ao nível de múltiplas concessões, devendo estas regras ser promotoras de decisões racionais e adequadas de gestão do património das concessões.
- d. A manutenção deste património acarretaria custos para o sistema, pelo que a sua alienação se revela acertada.
- e. Neste sentido, o CT considera que a ERSE deve definir as chaves de repartição necessárias à afetação, às diferentes concessões, dos imóveis adquiridos pela EDP Distribuição, bem como das condições a impor à concessionária para a afetação e desafetação de imóveis.
- f. O CT vê ainda com apreensão as dúvidas levantadas pela ERSE no documento de tarifas, condicionando a presente proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar nesta matéria, bem como subsistem fundadas dúvidas quanto aos esclarecimentos prestados pela ERSE na resposta às questões do CT, nomeadamente no destino a dar às mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, garantindo os direitos de consumidores, concessionárias e concedentes.



- g. Entende o CT que a consideração dos valores em apreço nas tarifas de eletricidade só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica.

R. TRATAMENTO EM SEDE DE PROVEITOS PERMITIDOS DOS MONTANTES DE REDUÇÃO DE PERDAS E COMBATE À FRAUDE

R.1. Consideração da energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas.

- a. A fraude, um consumo ilícito de eletricidade, é prejudicial para todos os agentes do SEN, o que tem motivado a implementação pelo ORD de novas metodologias para o combate à fraude.
- b. Estas novas metodologias, que complementam as medidas mais tradicionais de combate à fraude dependentes de ações diretas em visita à instalação de consumo, estão focadas na análise remota de grandezas elétricas (diagramas de carga, tensões, intensidades de corrente) e na facilitação de acesso a canais de comunicação para denúncia de eventuais atos ilícitos.
- c. Os procedimentos subsequentes à deteção de fraude são aplicados de acordo com a legislação e regulamentação em vigor e incluem a determinação do valor de energia, a valorização da energia consumida, o pedido de indemnização diretamente ao cliente final e a receção e cobrança do valor em dívida, incidindo sobre os três anos anteriores à deteção do ilícito.
- d. Nas Contas Reguladas Reais (CRR) de cada ano é apresentado um balanço de energia elétrica (N4-DV-26 - Balanço Energia) que traduz em unidades físicas os fluxos financeiros apresentados noutros mapas do mesmo relatório. Trata-se, assim, de uma visão contabilística dos fluxos de energia registados em cada ano.
- e. Na medida em que a energia e as perdas reportadas no balanço de energia elétrica servem de base ao cálculo do referido incentivo, o mapa das CRR exclui a recuperação de fraude, ou seja, a energia recuperada não é incluída no balanço energético não tendo hoje qualquer impacto nas perdas reportadas.
- f. No n.º 6 do art.º 266.º do RRC, é referido que *"os montantes recuperados pelo operador da rede de distribuição devem ser repercutidos nas tarifas nos termos do Regulamento Tarifário, devendo a componente de energia ser descontada à valorização da energia de perdas"*.
- g. Assim, o CT recomenda que seja considerada a energia recuperada no combate à fraude no balanço energético para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, dando cumprimento ao estipulado no RRC.

R.2. Adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude

- a. Não obstante a deteção de elevado número de fraudes¹³⁶ e de volumes de energia recuperada da fraude, desde o início até à correção, superiores a 135GWh/ano, a recuperação dos valores em dívida afigura-se muito difícil, recomendando o CT a revisão dos procedimentos e legislação aplicável.
- b. Sem prejuízo dos legítimos direitos dos consumidores, as regras atuais poderão não ser dissuasoras da prática da fraude, atendendo:
- à impossibilidade de interrupção do fornecimento;
 - à ausência de penalização no preço a pagar;
 - ao benefício do infrator por isenção de IVA (fruto de faturação como indemnização);

¹³⁶ Mais de 63.000 em 2018, segundo dados do ORD.



- à inadequação de mecanismos de garantia de cobrança.
- c. Assim, recomenda o CT que seja promovida a revisão do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, com vista ao reforço das medidas de combate às práticas fraudulentas, no consumo de energia elétrica e da potência tomada, e incorporação adequada em sede de revisão do RRC.

S. DÍVIDAS DE PEQUENOS COMERCIALIZADORES

- a. A socialização na tarifa dos custos decorrentes da falência de agentes de mercado é um mecanismo corrente em diversos países no espaço europeu.
- b. A ERSE tem recorrido às medidas de regulação assimétrica previstas na Lei, que comportam menor exigência, com o consequente aumento do risco para o SEN.
- c. Entre estas medidas pode-se considerar: a limitação dos valores exigíveis a título de garantias; o alargamento do prazo de pagamento para 45 dias, aumentando o risco de incumprimento; o retardamento da instrução de cessação do contrato.
- d. Esta última situação verifica-se mesmo após a inibição de celebração de novos contratos, donde decorre a perda de clientes, a redução de faturação e consequentemente a redução do valor da caução exigível, aumentando a dívida e o já evidente risco de falência.
- e. O ORD confronta-se com o aumento da dívida, ao mesmo tempo que é obrigado a pagar os URT ao ORT e a fazer as entregas correspondentes ao gestor de sistema, ao OLMC e aos demais intervenientes do sistema, incorrendo em custos sem ter receita.
- f. O CT solicitou à EDP D ponto de situação¹³⁷ no âmbito da recuperação das dívidas de comercializadores, tendo sido informado que:

Voltagequation – Valor da Dívida: 1.351.828,00€

Elygas – Valor da Dívida: 1.965.460,91€

Elusa – Valor da Dívida: 1.199.209,82€

Todos estes casos são objeto de processos judiciais em curso, cujo desfecho ainda se aguarda.

- g. Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE propôs e foi aprovado o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir.
- h. Na proposta de tarifas para 2020 é proposto um adicional aos proveitos do ORD no montante de 959,4 milhares de euros correspondentes a 80% dos custos suportados pela EDPD com dívidas de um comercializador (Elusa), ficando mais uma vez os 20% pendentes do processo de insolvência judicial.
- i. Assim, a EDPD continua sem receber os 20% das dívidas condicionados pela evolução dos processos de insolvência em causa, situação que se afigura penalizadora para a empresa, visto incorrer em custos diversos, nomeadamente de contencioso, dos 20% em dívida e dos respetivos juros.
- j. Este ponto é particularmente relevante se a ERSE só reconhecer o valor da dívida sem juros, o que significaria que o ORD estaria a financiar o sistema.

¹³⁷ Informação prestada pela EDPD.



- k. É entendimento do CT que o ORD não pode incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, que vise nomeadamente a adequada gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado.
- l. Assim, sem prejuízo do expresso no ponto K alínea 12 do presente parecer, o CT recomenda à ERSE a urgente definição das condições de recuperação pelo ORD dos montantes correspondentes aos 20% das dívidas de comercializadores condicionados pelo procedimento de cobrança judicial, devendo prever a inscrição destes montantes em proveitos permitidos, acrescidos de juros, logo que comprovado que foram executadas todas as diligências de cobrança, incluindo o competente processo judicial.
- m. Concluído o processo judicial, deverão ser entregues ao sistema os montantes relativos a quaisquer recebimentos que se venham a verificar.

T. PROVEITOS DAS EMPRESAS REGULADAS DAS RA

T.1. Custos de referência para a aquisição de combustíveis - metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

- 15. No período regulatório em vigor, na atividade de aquisição de energia e gestão do sistema (AGS), no que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, manteve-se a aplicação de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.
- 16. Na base da definição destes parâmetros, aplicados pela ERSE no atual período regulatório (2018-2020), esteve o estudo¹³⁸ que o consultor externo DNV GL concluiu em novembro de 2016.
- 17. O CT tomou conhecimento que entre o final do ano de 2018, início de 2019, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM), com assessoria da DNV GL, encetou uma consulta ao mercado através do lançamento de um concurso público internacional para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, cujos parâmetros das fórmulas para determinação dos preços respeitaram os limites definidos pela ERSE para efeitos do cálculo do custo aceite. Apesar de se terem inscrito 3 entidades no procedimento, somente um proponente (a Galp Madeira) apresentou uma proposta, tendo o incumprimento desses parâmetros, levado à sua exclusão.
- 18. Adicionalmente, no decorrer do ano de 2019, a EEM foi informada pelo atual fornecedor que a obrigatoriedade imposta pela nova diretiva da *International Maritime Organization* (IMO) 2020 de utilização pelos navios de fuelóleo com teor de enxofre igual ou inferior a 0,5% "coloca uma forte pressão no sistema refinador da Galp (...), evitando a todo o custo a sua contaminação com fuéis com maiores teores de enxofre" e que "esta limitação nos obriga a substituir os fuéis 1,0%S (...) pelo fuel 0,50%S".
- 19. Saliente-se que esta mudança regulatória já tinha sido abordada pela DNV GL, no estudo mencionado no acima ponto 2.
- 20. Neste sentido, o CT recomenda que a ERSE desenvolva, conjuntamente com as empresas reguladas das RA, um conveniente modelo no sentido de encontrar uma solução que permita adequar os parâmetros de aceitação dos custos com os combustíveis à nova realidade e dinâmica deste mercado.
- 21. Não obstante, face à relevância e urgência desta situação para a EEM, o CT sugere à ERSE que, em articulação com a empresa regulada, encontre uma solução rápida e adequada.
- 22. Igualmente atendendo ao período regulatório que se iniciará em 2021, considera o CT premente a elaboração de um novo estudo que alicerce os parâmetros a definir.

¹³⁸ DNV GL, *Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*, 2016.



T.2 Remuneração das instalações integradas nas redes inteligentes

1. No seguimento do referido anteriormente, na alínea II do n.º 3 ponto N, relativamente às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, é ainda referido pela ERSE, na proposta de tarifas em apreço, o seguinte: *"Registe-se que os valores agora propostos para os parâmetros K e T não refletem as especificidades do desenvolvimento destes serviços nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que poderão ser posteriormente revistos para essas regiões, com a recolha de mais informação, designadamente de custos."*
2. No entendimento do CT, justificar-se-ia, contudo, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto ao facto de a ERSE não ter recolhido a informação necessária em tempo útil, bem como, quanto ao momento em que a mesma será recolhida.

T.3 Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão (ORD BT)

1. Conforme o CT expressou no seu parecer relativo à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", aos ORDBT foram, até 2017, aplicadas as TAR definidas para os consumidores ligados nas redes de distribuição de média tensão.
2. Para 2018, 2019 e 2020, a ERSE tem introduzido anualmente alterações equivalentes, que se traduzem num incremento das tarifas de acesso para os ORDBT.
3. O CT tem chamado a atenção em diversos dos seus pareceres para a necessidade de ser definido um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.
4. Na "Proposta de tarifas e preços para 2020" a ERSE assinala que a necessidade de ajuste regulamentar para o novo período regulatório determinará a definição dos princípios fundamentais da remuneração da atividade dos ORD BT, pelo que o CT fica a aguardar essas propostas de alterações regulamentares para emissão de parecer.
5. Observada a inexistência de uma regulação direcionada para estes agentes do setor elétrico, o CT recomenda que seja efetuada pela ERSE uma monitorização que garanta o equilíbrio económico-financeiro dos ORDBT.

T.4 REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

1. A interruptibilidade é um serviço voluntário contratualizado com determinados consumidores disponíveis para, mediante remuneração, reduzir o seu consumo de eletricidade por ordem do operador da rede de transporte, para dar resposta a eventuais situações de emergência, além de flexibilizar a operação do sistema e contribuir para a segurança de abastecimento.
2. As empresas que prestam este serviço celebraram contrato de adesão ao serviço de Interruptibilidade (Portaria nº 592/2010, de 29 de junho) e mantêm operativas as condições constantes do Procedimento do Sistema de Comunicação, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010.
3. Por sua vez, o GGS supervisiona a fiabilidade permanente dos sistemas que serão atuados em caso de necessidade, não suscetível de ser resolvida em ambiente de mercado.
4. Não obstante nunca ter existido uma emergência que tenha obrigado o GGS a interromper ou reduzir o consumo nas empresas aderentes ao serviço, este não deixa de representar um mecanismo de funcionamento que importa preservar, desde que sejam ajustadas as condições contratuais de adesão.



5. No seu parecer relativo à "Proposta de tarifas e preços para 2019" o CT assinalou desconhecer qualquer evolução no ajuste do modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, como se encontra previsto na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro.
6. Na "Proposta de tarifas e preços para 2020" o CT constata um acréscimo com os custos deste serviço, acréscimo que, conforme esclarecimento prestado pela ERSE por solicitação do CT, se fica a dever ao "ajustamento dos valores considerados nas tarifas de 2018, com base em dados reais, e ao incremento de custos de correntes da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho".
7. Conforme expresso em pareceres anteriores do CT e discriminado no ponto B da Generalidade deste parecer, o CT mantém a sua recomendação para que os custos com o regime de interruptibilidade sejam integrados nos CIEG.

U. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

U.1. Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais

1. Nos termos do RRC em vigor (artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º) compete à ERSE fixar anualmente os seguintes valores:
 - a. Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
 - b. Quantia mínima a pagar em caso de mora;
 - c. Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
 - d. Preços de leitura extraordinária.
2. A ERSE mantém os pressupostos que tem vindo a seguir para a atualização do preçário aplicável referindo expressamente a sua atenção à reiterada recomendação do CT, que se concretizam em quatro princípios:
 - a. Promoção da aderência gradual dos preços regulados aos custos reais dos serviços;
 - b. Aceitação das propostas das empresas, quando devidamente justificadas;
 - c. Utilização do deflator implícito no consumo privado (1,6%) previsto para 2020 no Relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, no caso em que as empresas não apresentem justificação para manter os preços em vigor ou quando está prevista uma atualização por aplicação de um indexante de preço;
 - d. Manutenção da uniformização de preços conseguida a partir de 2012 para uma quantidade significativa de serviços.
3. Relativamente aos preços pelo serviço de leitura extraordinária a ERSE aceita a proposta das três empresas: EDPD, EDA e EEM. As duas últimas aplicam o referido deflator aos preços de 2019. A primeira aplica 5% sobre os mesmos preços, segundo cálculo obtido após repartição de custos contratualizados com os prestadores para a realização dos serviços em questão.
4. No que respeita à quantia mínima a pagar em caso de mora, que se mantém inalterada desde 1999 e que foi aplicada também às RA em 2004, por não haver de nenhuma destas empresas propostas de alteração de preços para 2020, conclui a ERSE que são adequados os que estão em vigor.
5. Quanto ao preço de ativação de fornecimento a instalações eventuais em vigor desde 2012, o RRC prevê que o valor dos encargos seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, com a aplicação do fator implícito do consumo privado.
6. No que concerne aos preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica:



- a. Para as instalações em MAT, a concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração concluindo a ERSE pela manutenção dos preços em vigor;
- b. Para as instalações em AT, MT e BT a nível do Continente a ERSE teve em conta a proposta da EDP D, aplicando ao mesmo tempo o princípio da limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN. No entanto não é claro na proposta da ERSE a justificação para a aceitação do aumento de 167,2% respeitante ao preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia nos prazos previstos no RQS;
- c. Para as instalações em MT e BT na RAA e para as instalações em AT, MT e BT na RAM foi aplicado o deflator supra-referido.

U.2. Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica

1. O Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI), no artigo 33.º, prevê preços regulados, a aprovar pela ERSE mediante proposta do ORD BT, para os seguintes serviços:
 - Alteração temporária da potência contratada de forma remota;
 - Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição;
 - Interrupção e restabelecimento remotos;
 - Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT;
 - Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.
2. Os preços para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito do RSRI contaram apenas com uma proposta da EDP Distribuição, e uma vez que se tratam de novos serviços ou serviços prestados de forma diferente dos atuais serviços, a metodologia apresentada para formação do preço estará sujeita a aperfeiçoamentos à medida que a experiência na sua prestação aumente.
3. O serviço de interrupção e restabelecimento remotos teve, pela primeira vez, preço publicado pela ERSE em 2016. O cálculo da proposta da EDPD para o preço a vigorar em 2020 baseou-se no acima referido, refletindo uma atitude prudencial perante a falta de experiência do desempenho destes serviços.
4. Relativamente à alteração temporária da potência contratada de forma remota, aplicável mediante facto imputável ao cliente, o preço será o proposto pela EDPD e equivale ao preço da interrupção e restabelecimento remoto, que se mantém, e é de 3 euros.
5. Quanto à desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, a proposta da EDPD está em linha com a metodologia seguida para os preços dos serviços do RRC, relacionados com empreitada contínua, de 14 euros.
6. No que concerne à aquisição dos equipamentos de medição inteligentes aos ORD BT a proposta da EDPD reflete os preços de aquisição destes equipamentos de medição que serão 51,18 e 24,15 euros, respetivamente, para os medidores de instalações trifásicas e monofásicas.
7. Relativamente à recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente, mas não integradas em redes inteligentes, o preço apresentado na proposta da EDP D inclui uma ordem de serviço para deslocação ao local por parte de um prestador de serviços, tratamento da informação recolhida e sua disponibilização, e perfaz um valor de 29,58 euros que é aceite pela ERSE.
8. Os preços para todos estes serviços aplicam-se igualmente no Continente e nas RA.



9. O CT regista a prudência presente na proposta da EDPD que foi acolhida pela ERSE, atendendo à fase embrionária do processo, esperando que, de futuro, os dados da experiência permitam a todos os envolvidos cálculos mais amadurecidos e fundamentados.

V. QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço assegurada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores de eletricidade constitui um elemento fulcral do processo regulatório e é um fator importante a ter em conta no quadro da competitividade das empresas e das opções dos consumidores.
2. A par das tarifas e preços, a qualidade de serviço é um aspeto que os consumidores e as empresas valorizam cada vez mais e, nessa medida, o CT entende bem o destaque e a importância que o Regulador procura atribuir à qualidade de serviço.
3. O CT considera que as propostas de fixação de tarifas e preços devem refletir a necessidade de cumprimento dos indicadores e padrões de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e, por isso, sinaliza positivamente a publicação pela ERSE, em momento prévio à discussão da presente proposta de tarifas e preços, do Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, na vertente técnica – continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica -, relativo ao ano de 2018.
4. O CT regista positivamente o bom desempenho das empresas relativamente ao cumprimento dos padrões e indicadores de qualidade de serviço, na vertente técnica, mantendo a trajetória dos últimos anos, não obstante se ter registado o incumprimento pontual de alguns indicadores, em especial, no que tange à continuidade de serviço, o que se ficou a dever, essencialmente, a eventos excecionais externos.
5. Em síntese, o CT recomenda à ERSE e aos operadores que mantenham o foco na melhoria contínua da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, no setor elétrico, valorizando este elemento do processo regulatório.

X. RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

A. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

1. Desde 2011, motivado pela crise económica que afetou Portugal, ao fornecimento de energia elétrica passou a ser aplicada a taxa máxima de IVA.
2. Observada a evolução da situação económica, o CT tem abordado esta temática, objetivando que, por diligência da ERSE, o poder legislativo assumisse a aplicação da taxa mínima de IVA a um serviço público essencial.
3. Em 2018, a proposta de lei do Orçamento do Estado para 2019 introduziu uma ligeira alteração, a qual permitiu a aplicação da taxa mínima de IVA apenas à componente fixa das TAR da fatura de eletricidade para os escalões até 3,45 kVA da potência contratada em BTN, o que limitou fortemente o seu impacto no que concerne quer ao número de consumidores abrangidos quer ao valor de redução das suas faturas.
4. O CT, ao considerar que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial, reitera a necessidade da sua plena implementação, também alicerçada na evidência que sobressai da designada e publicitada transição energética.

C. Contribuição para o audiovisual (CAV)

1. Igualmente a cobrança da Contribuição para o Audiovisual (CAV), criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, não tem a concordância do CT quando é efetuada através da fatura de eletricidade,



considerando não existir qualquer conexão entre os dois serviços – fornecimento de eletricidade e rádio e televisão.

2. Também considera o CT que esta prática não contribui para uma correta e transparente forma de transmissão dos custos da eletricidade para os consumidores, tal como a ERSE expressou na sua resposta ao parecer do CT de 2019.
3. Em consequência, não pode o CT deixar de continuar a expressar a necessidade de ser alterada esta situação.

D. Saldos de gerência

1. O parecer do CT relativo à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", abordou a questão dos saldos de gerência e da sua devolução às tarifas, explicitada no Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.
2. O CT tomou conhecimento do Comunicado da ERSE de 28 de dezembro de 2018, no qual informou que o Secretário de Estado do Orçamento havia autorizado a transferência para as tarifas de 3 milhões de euros dos saldos de gerência, num total de 9 milhões de euros acumulados.
3. Aguarda o CT que o valor restante seja finalmente transferido para as tarifas com efeitos em 2020.

E. Fontes de financiamento do SEN constantes da proposta de Orçamento do Estado (OE) 2019

1. No ponto E, e seguintes, deste parecer, o CT analisou as medidas mitigadoras constantes da fixação de tarifas para 2019 e propostas para 2020, que considera positivas desde que efetivamente concretizadas.
2. Atento o impacto *ex-ante* e *ex-post* das medidas mitigadoras na formação das tarifas, o CT reitera a importância da sua definição prévia pelos responsáveis, devidamente suportadas pelos necessários diplomas a publicar em tempo útil, bem como a sua efetiva transferência financeira para o SEN, relevando como dificilmente aceitável e/ou compreensível o facto de os consumidores serem chamados a pagar em sede de ajustamentos, com juros, verbas que não receberam.

F. Projeto-piloto "participação do consumo no mercado de reserva de regulação"

1. O CT tomou conhecimento da evolução deste projeto-piloto através dos elementos publicados pela ERSE no seu site.
2. Por considerar que os resultados efetivos deste projeto-piloto podem trazer benefícios para o SEN, o CT aguarda o relatório final do mesmo e, decorrentemente, as alterações a efetuar no Regulamento Tarifário para a implementação de medidas que possam contribuir positivamente para atingir os objetivos.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 15 de outubro de 2019, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2019.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2020.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020". Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais.

II

ESPECIALIDADE

A.2. CUSTOS DOS CMEC

A ERSE reconhece que a informação que acompanha as propostas tarifárias deve ser a mais transparente e clara quanto possível, pelo que se congratula pela apreciação positiva feita pelo CT à apresentação dos montantes dos CMEC a repercutir nas tarifas anuais até ao término deste mecanismo.

Relativamente à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017, registe-se que nos termos da legislação em vigor, o valor a considerar em tarifas da revisibilidade anual é o valor homologado por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Apenas a homologação consubstancia decisão administrativa. Até à data, o valor relativo à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017 ainda não foi homologado, pelo que qualquer valor a considerar nas tarifas da parcela de acerto seria sempre um valor previsional.

Importa aditar que, ao contrário dos processos anteriores, a ERSE ainda não emitiu o parecer ao valor anual da revisibilidade de 2017, estando a aguardar a resposta da DGEG relativa a dúvidas levantadas aquando da análise do Relatório "Determinação do Montante do ajustamento dos CMEC – 1.º semestre de 2017". Deste modo, os elementos à disposição da ERSE não lhe permitem, mesmo se de forma previsional, incluir uma estimativa para a parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017.

A.4. REPARTIÇÃO DOS CIEG POR NÍVEIS DE TENSÃO OU TIPOS DE FORNECIMENTO

A ERSE regista a análise do CT relacionada com a caracterização do impacto dos CIEG na formação das tarifas de acesso às redes, tendo por base informação apresentada na proposta tarifária. Apesar de estes custos se encontrarem fora das competências da ERSE, dependendo, maioritariamente, de decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética, a sua evolução e influência na sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) são acompanhados de perto pela ERSE, sendo as potenciais consequências associadas às obrigações de pagamento desses custos, pelos utilizadores das rede e consumidores, divulgadas pela ERSE nos documentos de tarifas e em *fora* adequados.



A transparência através da divulgação de informação sobre a evolução dos CIEG é fundamental, num contexto em que estes representam uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de acesso às redes.

D.1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A aditividade tarifária plena mantém-se como objetivo a atingir, sendo que a ERSE procura anualmente aproximar-se desse objetivo, sempre de forma articulada com a aplicação de outro princípio fundamental, que é o da proteção dos clientes face à evolução das tarifas.

A concretização do objetivo de aditividade plena depende fundamentalmente de duas dimensões: (i) da evolução de preços de cada tarifa por atividade regulada; (ii) da variação máxima permitida para cada preço individual. No contexto da proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, face à variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%), a ERSE estipulou como variação máxima permitida a previsão para a taxa de inflação do ano de 2020 (1,2%).

A diferença de 1,6% entre a variação máxima permitida (1,2%) e a variação global da tarifa transitória em BTN (-0,4%) permite uma aproximação à aditividade tarifária plena na opção tarifária simples, onde se encontram cerca de 85% dos clientes do mercado regulado.

A tarifa de acesso às redes regista em 2020 uma maior volatilidade em alguns preços, devido à necessidade de assegurar uma alocação de CIEG que não distorça os sinais de preço transmitidos pela tarifa de acesso às redes, o que se reflete nos respetivos preços da tarifa aditiva (ver infra ponto E.1). Por este motivo, observa-se o agravamento das distâncias relativas entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva para algumas opções tarifárias, como foi identificado pelo CT. Sublinha-se, no entanto, que a decisão final de tarifas para 2020 permitiu minorar estes agravamentos.

Complementarmente ao exercício realizado na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro de 2019, a ERSE procedeu aos seguintes ajustamentos adicionais:

- 1) No caso da opção tarifária simples de BTN< sazonal, que apresenta a maior distância relativa face à tarifa aditiva, considerar uma variação máxima permitida superior à taxa de inflação prevista. É de sublinhar que no caso desta opção tarifária são os termos de potência, os quais estão abaixo dos respetivos preços da tarifa aditiva, que serão diretamente afetados pelo novo valor de variação máxima. Logo, estando esses valores abaixo do valor considerado eficiente pela tarifa aditiva, uma variação máxima mais alta será menos penalizadora do que seria para outros consumidores (em que os termos de potência são mais altos).
- 2) Diferenciar, por opção tarifária, o fator de descida aplicado. O fator de descida¹³⁹ altera a descida tarifária dos termos tarifários quando as variações são inferiores à variação global em BTN, com o objetivo de compensar os efeitos de limitar a variação máxima de cada preço. A diferenciação do fator de descida por opção tarifária, ao invés da aplicação de um valor único, permitirá minimizar as distâncias face à tarifa aditiva.

Por fim, importa realçar que a ERSE realizou nas tarifas de eletricidade para o ano 2020 uma maior aderência à estrutura da tarifa aditiva, na medida em que algumas diferenças de estrutura das tarifas transitórias face às tarifas aditivas foram corrigidas. No caso de Portugal continental foi implementada uma convergência nos termos de energia das tarifas transitórias em BTN< nas situações em que os termos de

¹³⁹ O fator de descida encontra-se previsto no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e representa um parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços de uma opção tarifária associada à aplicação de tarifas aditivas (artigos 156.º, 159.º e 162.º para Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores e a Região Autónoma da Madeira, respetivamente).



energia dependiam do escalão de potência contratada. Nas Regiões Autônomas foi eliminada a diferenciação por opção tarifária nos termos de potência contratada em BTN<. ¹⁴⁰

E.1. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES (TAR)

No que respeita aos comentários do CT sobre a TAR, considera-se oportuno prestar dois esclarecimentos.

Primeiro, a ERSE sublinha que as variações de maior amplitude em alguns preços das TAR decorrem da necessidade de assegurar a coerência de preços, nomeadamente nos termos de energia em vazio entre BTN> e BTE. Na decisão final de tarifas, procurou conciliar-se uma alocação dos CIEG na tarifa de uso global do sistema sem distorção dos sinais de preço entre níveis de tensão e tipo de fornecimento, com a mitigação de impactes tarifários nas tarifas de uso das redes.

Segundo, a ERSE concorda com o CT quando este afirma que a volatilidade observada na tarifa de acesso às redes nos últimos anos tem sido explicada fundamentalmente pela variação da tarifa de uso global do sistema, a qual integra os custos de interesse económico geral. A ERSE considera que no âmbito daquilo que está na sua estrita esfera de atuação, tem feito um trabalho visível para desagregar a tarifa de uso global do sistema, designadamente pela redução consistente da dívida tarifária após o ano de 2015.

E.2. TARIFA DE ENERGIA (PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES)

A ERSE sublinha que o propósito da implementação de um mecanismo de contratação regulado para o comercializador de último recurso tem, efetivamente, como propósito último conceder maior previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia daquele agente regulado. De resto, a possibilidade de instituir este mecanismo já se encontrava acolhida em contexto regulamentar, designadamente no quadro do Regulamento de Relações Comerciais, tendo sido mais recentemente possível concretizar também a vertente de tratamento do mesmo no perímetro tarifário.

Além da previsibilidade e estabilidade que oferece ao contexto de atuação do comercializador de último recurso, o mecanismo agora existente permite igualmente sinalizar ao restante mercado estratégias de cobertura de preço de médio prazo, o que se reflete também na possibilidade de serem, com isso, minimizadas as transições de clientes entre o regime de mercado e o regime regulado, por via da minimização do recurso a contratação pelo CUR na ausência de regime equiparado pelos comercializadores em mercado.

E.3. TARIFAS DE MOBILIDADE ELÉTRICA

Os carregamentos nos pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica não tiveram custos para os utilizadores até novembro de 2018. Após esta data iniciou-se o pagamento de tarifas nos pontos de carregamento rápido. Em abril de 2019, os pontos de carregamento em espaços privados de acesso público passaram a poder, por opção do operador do ponto, estar integrados na rede de mobilidade elétrica e a cobrar o custo de carregamento ao utilizador.

A ERSE concorda com o CT sobre a importância de efetuar a cobrança das tarifas referentes a carregamento de veículos elétricos junto dos seus utilizadores, independentemente do tipo de carregamento, cumprindo-se o princípio de utilizador-pagador. Contudo, esta questão apontada pelo CT depende de decisão que extravasa as competências da ERSE.

E.3.1. TARIFAS DA EGME

As tarifas da EGME assumem em 2020 o valor de zero euros, por não ter sido recebida a informação necessária para efeitos de cálculo dessas tarifas. Neste contexto, a ERSE encontra-se a preparar as normas de reporte de informação financeira da EGME, para o envio de informação por parte desta entidade.

¹⁴⁰ Para mais detalhes sugere-se a consulta do documento de “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2020”.



Atente-se que, em diversas ocasiões, a ERSE procurou obter junto da EGME (anteriormente junto do GOME) a informação necessária para a definição de um modelo de cálculo de proveitos e para elaborar as normas de reporte de informação para aquela entidade, o que, até ao presente, não ocorreu.

Por ser uma atividade nova e com particularidades distintas das restantes atividades reguladas pela ERSE, nos setores situados na esfera da sua atuação, há a necessidade acrescida de conhecer o negócio da EGME para elaborar normas de reporte adequadas às particularidades dessa entidade. Este processo envolverá algumas interações entre a ERSE e a EGME podendo assim decorrer mais algum tempo até à consolidação dos *templates* de reporte.

E.3.2. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA (TAR MOBILIDADE ELÉTRICA)

A ERSE regista os comentários favoráveis do CT relativamente às recentes alterações às tarifas de acesso às redes de energia elétrica aplicáveis à mobilidade elétrica, nomeadamente a distinção entre pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT e em MT. Estas alterações resultam da consulta pública relativa à proposta de Regulamento da Mobilidade Elétrica.

E.4. TARIFA SOCIAL

A ERSE regista o interesse do CT, que acompanha, em que se proceda a uma avaliação dos critérios de aplicação da tarifa social em todo o território nacional, lembrando, contudo, que cabe ao legislador a definição desses critérios de elegibilidade, incluindo a sua alteração pela modificação de termos já empregues ou inclusão de outros critérios (p. ex. de diferenciação geográfica).

Como é do conhecimento do CT, em março de 2019 foi publicado um estudo sobre a aplicação da tarifa social¹⁴¹, pelo Observatório da Energia, o qual contou com a colaboração da ERSE. A ERSE toma boa nota da recomendação do CT no sentido de visitar o tema e apresentar elementos que possam ajudar na decisão sobre a manutenção e gestão da tarifa social, em benefício dos clientes vulneráveis.

F. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2020

O CT recomenda que, na fixação final das tarifas, seja considerada uma previsão da procura para 2020 que reflita a informação mais recente, designadamente o consumo registado até novembro de 2019.

Os dados mais recentes de evolução do consumo de energia elétrica, designadamente o valor acumulado do consumo referido à emissão entre janeiro e novembro de 2019, mostram uma quebra em relação ao período homólogo de 2018 de -1,4%. Verifica-se, também, que o consumo mensal acumulado até setembro de 2019 se situava -2,1% abaixo do consumo registado no mesmo período em 2018, mas desde então esta diferença tem-se esbatido, com tendência de aproximação à variação anual que a ERSE estima para 2019, no exercício tarifário de 2020. Neste contexto, a ERSE mantém a previsão definida na proposta de tarifas e preços apresentada em outubro.

Relativamente à figura 2-2 mencionada no parecer do CT, foi alterada incluindo as mais recentes previsões da REN corrigidas dos efeitos de temperatura.

G. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

Atualmente, o mercado elétrico apresenta níveis aceitáveis de mudança de comercializador, contando com 5,2 milhões de clientes no mercado liberalizado¹⁴²; processos de mudança de comercializador maduros e fiáveis, presença de um leque diversificado de comercializadores e propostas competitivas.

¹⁴¹ Disponível em https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/04/estudo_tarifa_social.pdf.

¹⁴² Nos termos do último Boletim do Mercado Liberalizado, relativo a agosto de 2019.



A ERSE considera que, na presença destes elementos, aliado ao facto do número de consumidores em AT e MT no mercado regulado ser reduzido¹⁴³, estão reunidas condições para se concluir o processo de extinção de tarifas nestes níveis de tensão. De salientar que, face à nova Diretiva do mercado interno de energia elétrica, a manutenção da existência das tarifas reguladas deverá ser justificada de forma concreta, devendo estas tarifas responder a uma necessidade identificada.

A ERSE concorda com o CT no que respeita à importância do direito de informação dos consumidores. É fundamental que os consumidores, com antecedência, possam conhecer o regime legal a aplicar após 2020 relativo à extinção das tarifas reguladas, visando assegurar que os consumidores têm de forma atempada, a informação necessária para concretizar a sua escolha de comercializador.

Cabe mencionar, a respeito da extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais, que a ERSE tem contribuído para a informação anual sobre as condições de concretização de mercado interno da eletricidade, desde logo pela submissão de um relatório anual à Comissão Europeia e de informação que integra o relatório anual de mercado efetuado pela ACER (*Market Monitoring Report*), os quais enfocam, com particular detalhe, no desenvolvimento e caracterização do mercado retalhista.

Já no que respeita à referência de uma mensagem clara para o contexto global de mercado quanto à simultaneidade de regimes de tarifa regulada e de tarifa em mercado para fornecimento de clientes finais, reitera-se a referência efetuada a respeito do mecanismo de aprovisionamento do CUR, que as condições de maior previsibilidade e estabilidade, concedem também um sinal mais claro para a atuação dos consumidores em mercado. Na prática, tal estabilização da tarifa de energia do CUR permite igualmente a minimização, como atrás descrito, dos movimentos entre mercado livre e mercado regulado, o que concede aos comercializadores em mercado maior certeza na estruturação da sua atuação em mercado retalhista.

H. EVOLUÇÃO DOS MERCADOS (MERCADO LIBERALIZADO VS. REGULADO)

A ERSE publicou em novembro 2019 o "Relatório sobre os mercados retalhistas de eletricidade e gás natural em Portugal em 2018", o qual caracteriza o regime equiparado. Tendo por base a informação publicada destacam-se os seguintes elementos:

- Durante o ano de 2018, dez comercializadores, cerca de um terço dos comercializadores que atuam em BTN, praticaram um regime equiparado de preços das "Condições de Preço Regulado". No entanto, no final de 2018 somente cinco comercializadores praticavam esta oferta.
- Neste período, foram abrangidos pelo regime equiparado 267 consumidores, que integraram a carteira de comercializadores em regime de mercado, com uma representatividade muito residual no ML (cerca de 0,01%).

Face aos elementos disponibilizados, podemos concluir que a aplicação do regime equiparado não suscitou grande interesse quer por parte dos comercializadores, quer por parte dos clientes.

A ERSE considera que os fatores que poderão justificar essa situação serão a presença de ofertas mais competitivas no mercado liberalizado, face ao valor da tarifa transitória¹⁴⁴, e uma clara identificação de eventuais vantagens inerentes à adesão desta modalidade.

Ainda que a abrangência do regime equiparado tenha sido, no que respeita à transição para mercado regulado estritamente decorrente da existência daquele regime, bastante reduzido em termos proporcionais, a ERSE considera que a ausência de conhecimento quanto ao tratamento legal da situação

¹⁴³ Nos termos do último Boletim do Mercado Liberalizado, 2 036 clientes que são grandes consumidores, industriais e pequenos negócios, permanecem no CUR.

¹⁴⁴ Conforme informação constante no Boletim de Ofertas Comerciais de eletricidade do Simulador de Preços de Energia.



que venha a ocorrer em final de 2020, quando termina o período transitório legalmente estabelecido, acarrete alguma indefinição que se pode refletir, desde logo, na decisão de mudança do mercado regulado para contexto de mercado livre. Por essa razão se refere a previsível observação de um abrandamento do ritmo de mudança entre estes dois segmentos de mercado.

Por outro lado, embora reconhecendo a pertinência do comentário efetuado, a ERSE relembra que a informação obrigatória na fatura, desde logo relativamente a diferenciais de preço entre tarifa de mercado regulado e tarifa do comercializador em regime de mercado, sendo uma obrigatoriedade imposta por legislação específica, pode sinalizar de forma mais direta ou menos expressiva o interesse do cliente em migrar para uma tarifa de mercado, dependendo do preço do próprio comercializador e das condições de formação do preço regulado (que agora se procurou estabilizar e tornar mais previsível).

Por fim, a ERSE regista o interesse em concretizar um balanço, global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias sendo que alguma informação tem sido disponibilizada nos relatórios de informação do mercado retalhista.

I. REGULAMENTAÇÃO DA LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

A Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, veio estabelecer o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor.

Considera-se que as disposições legais fixadas por este diploma são auto-exequíveis e não carecem, para a sua aplicação, da produção de regulamentação específica por parte da ERSE. Ressalva-se o disposto nos artigos 11.º, n.º 1, alíneas c) e f), no âmbito da eletricidade e gás natural, e no artigo 14.º, no âmbito do GPL e combustíveis derivados de petróleo, que criam verdadeiras obrigações regulamentares.

Assim, no que respeita ao setor elétrico, a que se refere o parecer do CT, não se identifica norma que habilite ou justifique a produção de um regulamento próprio. Na sua relação com a lei, a regulamentação a que o parecer do CT se refere apenas pode desenvolver ou aprofundar a disciplina jurídica constante da lei e, nessa medida, completá-la. Pelo que a proposta de Regulamento das Relações Comerciais unificado clarificará a disciplina regulamentar que se entende por relevante.

J. OLMC

O elevado montante de ajustamentos de 2018 a refletir nos proveitos permitidos de 2020, constante da proposta de tarifas para 2020, apresentada em outubro, foi revertido dada a existência de uma incorreção no reporte de informação real de 2018 por parte do OLMC, que o corrigiu após a publicação da proposta tarifária.

Assim, na versão final de tarifas de 2020, o valor dos proveitos permitidos do OLMC situa-se praticamente ao mesmo nível do ano anterior, tendo em conta que os ajustamentos revistos assumem um valor pouco expressivo.

K. RECONHECIMENTO DE PROVEITOS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Como ponto prévio, importa referir que a matéria em apreço é colocada no âmbito do fornecimento supletivo, sendo que este é o resultado de uma circunstância prévia e que se refere à verificação de incumprimentos de responsabilidades por parte de agentes de mercado, que os inibem de poder atuar como comercializador de energia elétrica.

A análise do parecer do CT suscita da ERSE comentários em três planos distintos, que de seguida se explicitam.

Quanto à natureza específica dos incumprimentos

O parecer do CT menciona a existência de três situações de ativação do fornecimento supletivo de pequenos comercializadores, duas em 2017 e uma em 2019, e a sua expressão nos planos do acesso às



redes e da gestão global do SEN. Mais suscita o CT a questão do tratamento específico de cada uma das referidas situações.

Cabe, a este respeito, mencionar que o contexto que gera a necessidade de se proceder ao fornecimento supletivo e a ocorrência de custos no perímetro do sistema tem necessariamente, sem prejuízo de se observarem princípios comuns para a sua consideração regulatória, um tratamento casuístico em função da atuação de cada comercializador e da verificação que se faça do quadro regulamentar aplicável. Em concreto, o tratamento e a assunção de responsabilidades no âmbito do acesso e no âmbito da gestão global do SEN faz-se à luz do cumprimento das obrigações em perímetros contratuais distintos, por ambas as contrapartes no contrato, o que, só por si, justifica que a repercussão de proveitos possa ser distinta entre atividades e, mesmo dentro de uma mesma atividade, entre comercializadores. Há, ademais, que precisar que a ativação do fornecimento supletivo e a declaração de judicial insolvência, esta com um contorno judicial específico, não ocorrem em momentos simultâneos, nem têm necessariamente que ser associadas.

De tudo decorre que a ativação do fornecimento supletivo pode ter implicações distintas em cada uma das duas atividades sujeitas a tratamento de risco – no limite, um agente de mercado pode ser integralmente cumpridor numa atividade e incumprir responsabilidades na outra.

Por fim, não pode deixar de se atender à vertente de avaliação do cumprimento dos deveres contratuais e regulamentares a que estão sujeitos os operadores de rede (no âmbito do acesso às redes) e o gestor global do SEN. Neste sentido, entende, pois, a ERSE reiterar que o reconhecimento de proveitos aos mencionados operadores regulados é o resultado da análise completa de cada situação em concreto, que permita aferir da sua integral concordância com o conjunto de obrigações regulamentares.

Quanto à definição de um quadro regulamentar completo

A ocorrência destes incumprimentos tem uma expressão regulamentar específica, na medida em que os encargos e responsabilidades que lhes dão origem estão vertidos em contexto regulamentar e contratual – consoante o caso, contrato de uso das redes ou contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema. A exigibilidade aos agentes de mercado de garantias a serem prestadas decorre, por sua vez, da existência de um risco sistémico, que se pretende minimizar.

Neste contexto, cabe referir que a gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume e assumiu desde sempre, para a ERSE, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado.

O parecer do CT, ao aludir a um lapso temporal desde a aprovação do quadro regulamentar (Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, publicado a 21 de dezembro de 2017) até ao presente, sem a concretização da subregulamentação prevista nesse mesmo regulamento, possibilita uma interpretação, incorreta, de inação da ERSE nesta matéria, que importa clarificar:

- Com a alteração do Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), dada pelo Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, foi alterado o modelo geral de aferição de riscos, tratamento de garantias e ações conexas com estas duas realidades, situação que ocorreu por proposta da ERSE e na sequência de uma pré-consulta, em outubro de 2016, dirigida ao mercado sobre o modelo de riscos e de garantias, para melhor enquadramento do tema nas suas múltiplas vertentes.
- Com a publicação do referido RRC SE, em dezembro de 2017, concretizou-se um perímetro de gestão integrada de garantias, o qual, por proposta da ERSE (que observou um amplo consenso em consulta pública), se atribuiu tal função ao operador da rede de transporte ou a entidade por este designada para o efeito.



- A REN, enquanto operador da rede de transporte, veio suscitar, já no decurso do primeiro trimestre de 2018, a existência de dúvidas quanto à concordância do âmbito de atuação de um gestor integrado de garantias com os termos da concessão de que é detentora. Tal circunstância, estendida à designação de entidade terceira, colocou constrangimentos à concretização do quadro regulamentar e do próprio modelo de gestão integrada de riscos e garantias.
- Atentas às dificuldades de concretização mencionadas e no sentido de obviar rapidamente ao conjunto de insuficiências e constrangimentos identificados, entendeu a ERSE propor e fazer aprovar, após consulta, um quadro transitório de regras (Diretiva n.º [11/2018](#), de 16 de julho) para a gestão de riscos e garantias. Esta regulamentação transitória procurou estabelecer o essencial dos princípios assumidos na revisão regulamentar de 2017 que não foram prejudicados pela natureza das dificuldades levantadas a respeito da criação do gestor integrado de garantias.
- Paralelamente, a ERSE elaborou e apresentou ao Governo uma proposta de regime legal que permitisse a constituição de um modelo de gestão integrada de riscos e garantias, através de entidade que atuasse com total independência da relação comercial que se pretende assegurar com cada vetor de constituição de garantias existente à data, bem como o reforço das disposições prudenciais relativamente à constituição de agentes económicos como comercializadores de energia, matéria esta que, é consabido, integra não a esfera de competências do regulador.
- Já em 2019, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias (ao operador definido no n.º 1 do artigo 4.º do Acordo Internacional de Santiago, que criou o MIBEL) e a adoção de regras de gestão prudencial.
- Com a mencionada designação, a ERSE oficiou de imediato a sociedade em causa (OMIP) para que concretizasse a entidade que assumiria a função de gestor integrado de garantias no SEN, o que veio a suceder com a designação da sociedade OMIP, S.A..
- Por fim, na sequência de trabalho técnico preparatório, a ERSE colocou em consulta pública a 29 de novembro passado, uma proposta de regulamentação do regime de riscos e garantias no SEN, que concretiza o contexto legal e regulamentar habilitante.

Pelo atrás exposto, entende a ERSE dever expressar ao CT que o período de 2 anos mencionado como mediando entre a revisão do RRC e o momento atual, não foi, um período omissivo de atuação pela ERSE. Em bom rigor, foi por iniciativa da ERSE que o tema foi inscrito em sede de proposta de revisão regulamentar e que, constatado que o modelo regulamentar previsto no RRC de dezembro de 2017 não se iria poder concretizar, foram proactivamente estabelecidas regras transitórias e elaborada uma proposta legislativa.

Quanto ao conteúdo e alcance da regulamentação a aprovar

O CT, no seu parecer insta a ERSE a adotar regulamentação que complete o regime de gestão de riscos e garantias no SEN, mencionando um conjunto de medidas que a mesma deve, no seu entender, integrar.

A este respeito, é de mencionar a 80.ª consulta pública sobre a matéria, tendo sido solicitado ao CT parecer sobre a mesma. Em acréscimo, entende-se ajustado sublinhar que a proposta colocada a consulta pública é o resultado de um trabalho continuado da ERSE, o que é facilmente compreendido pelo confronto do conteúdo da proposta com (i) o conteúdo da pré-consulta de 2016, (ii) o sentido da revisão regulamentar de 2017 e (iii) das públicas referências ao conteúdo da proposta de alteração legislativa formulada pela ERSE e (iv) da própria regulamentação transitória aprovada em julho de 2018. Necessariamente, a preparação da proposta agora submetida a consulta pública envolveu já um nível e interação com a



entidade designada para atuar como gestor integrado de garantias no SEN, o que, atentos os prazos, se concretizou com um elevado grau de celeridade.

A respeito das medidas elencadas pelo CT, importa destacar que o regime transitório já permitiu implementar normas de contenção de riscos (p. ex. a inibição de constituição de novos clientes em carteiras com situações de insuficiência no cumprimento das obrigações), ou a própria diferenciação de prazos de pagamento. A proposta agora colocada a consulta, beneficiando da experiência entretanto recolhida com a aplicação do quadro transitório de regras, mantém e consolida este tipo de abordagem.

Deve ainda referir-se que, no contexto regulamentar já existente, é entendimento da ERSE que a ocorrência de riscos para o sistema não se deve atribuir a uma menor celeridade no recurso ao fornecimento supletivo – que é praticamente imediato quando, analisado o contexto, se verificam reais condições de impedimento de atuação por parte dos comercializadores –, mas antes do próprio regime de tratamento de riscos, que beneficia, como se sustentou na proposta de revisão regulamentar de 2017, de um perímetro integrado de avaliação e de uma gestão mais eficiente, capaz de contribuir para a deteção precoce dos riscos e ser capaz de os limitar.

Relativamente à proposta de transferência de clientes para fornecimento pelo CUR como medida cautelar, entende a ERSE que, face ao histórico, às medidas vigentes e perspetivadas, às dificuldades de enquadramento legal e regulamentar de tal medida, à percepção adversa sobre o mercado e aos possíveis efeitos na liberalização e na concorrência em prejuízo dos consumidores, as soluções em discussão se afiguram, neste momento, ajustadas ao princípio da proporcionalidade.

Diga-se, ademais, que o setor energético com as suas inúmeras especificidades, não é imune a riscos de mercado tendo sido, por iniciativa da ERSE junto do CEER - Conselho de Reguladores de Energia Europeu, sido criada e lançada durante 2019 uma plataforma para partilha de informação, entre reguladores, sobre falências de comercializadores na área de energia e na qual, os dados registados ainda apenas por quatro países, somam mais de 30 situações de ativação do fornecimento supletivo.

L. PROVEITOS DO CUR

A ERSE, no desempenho das suas funções, está obrigada a cumprir os diplomas legais aplicáveis, bem como as decisões administrativas emanadas pelo Governo que têm impacto nos setores regulados. Sempre que se justifica, a ERSE desenvolve as diligências necessárias, no sentido de obter informação mais recente e concreta sobre as medidas em causa considerando a melhor informação que detém à data.

As observações do CT respeitantes a tarifas e preços de 2019 foram respondidas nos comentários ao parecer do CT de tarifas e preços de 2019, tendo a ERSE este ano, optado, por prudência, nem reconsiderar, nem antecipar em sede de ajustamento provisório o pagamento do montante em causa, uma vez que o ajustamento definitivo ocorrerá em 2021. Recorde-se que o valor apontado em 2018 com base em análise do Ministério das Finanças era de 309 milhões de euros.

M.1. ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A respeito do incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua dos anos de 2018 e 2019, a ERSE só procederá à sua integração no cálculo tarifário após a homologação dos respetivos montantes pelo membro do Governo responsável pela área da Energia e comunicação deste facto pela DGEG. Adicionalmente, só após esta homologação se poderão iniciar os pagamentos do Gestor Global de Sistema ao produtor, pelo que a inclusão destes montantes nas tarifas implicaria a obtenção de um proveito pela atividade de gestão global de sistema antes da obrigação de pagamento aos produtores estar confirmada.



N.I. CORREÇÃO DE PROVEITOS ASSOCIADOS AO ALUGUER DE APOIOS EM BT A EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES

Relativamente à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos, nos próximos exercícios tarifários a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, com vista à sua devolução aos consumidores.

Em paralelo, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão. Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição. Este processo considerará a repartição dessa contrapartida entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

N.II. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

A ERSE toma boa nota dos comentários do CT aos parâmetros aplicáveis ao cálculo do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes.

Na determinação destes parâmetros, a ERSE utilizou como ponto de partida a avaliação dos benefícios líquidos patente na mais recente atualização da análise dos custos e benefícios (CBA) da instalação de equipamentos de medição inteligentes¹⁴⁵, que foi divulgada em paralelo com o processo de consulta pública associado ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Com base nessa análise, procurou-se determinar um intervalo para os valores de benefícios líquidos a partilhar com os ORD BT.

Neste exercício teve-se em conta, um conjunto de dimensões, que, no seguimento do comentário do CT, merecem ser melhor esclarecidas.

Em primeiro lugar, considerou-se a natureza dos benefícios líquidos da integração de equipamentos em redes inteligentes, que se estima, sejam, em grande parte, externos à operação e desenvolvimento da rede de distribuição de energia elétrica em BT propriamente dita, revertendo, naturalmente, para os consumidores de energia elétrica.

Deste modo, por uma questão de equidade e de proporcionalidade, a partilha desses benefícios entre consumidores e ORD BT não poderá ultrapassar o limite de 50%, sendo este limite o majorante do intervalo da partilha, e não o resultado final da análise. Esta intenção de preservar a retenção pelos consumidores de um montante considerável dos benefícios é também sustentada pelos comentários recebidos durante o processo de consulta pública ao Regulamento ERSE n.º 610/2019.

Para além de não ultrapassar o limite máximo de 50%, o valor do benefício líquido a partilhar deverá ser suficiente para incentivar o ORD a investir, sem pôr em causa a neutralidade tarifária.

Para este último objetivo, procurou-se avaliar o valor dos benefícios decorrentes da integração das instalações nas redes inteligentes, tais como as poupanças operacionais, que são diretamente alocáveis à atividade de distribuição. Recorde-se que uma parte significativa dessas poupanças é abatida às tarifas e, conseqüentemente, partilhada com os consumidores através da aplicação das metodologias regulatórias

¹⁴⁵ Estudo de análise custo benefício da introdução de equipamentos de medição inteligentes de eletricidade previsto na Portaria n.º 231/2013, disponibilizado no âmbito da consulta pública do Regulamento ERSE n.º 610/2019.



(na definição das metas de eficiência e das bases de custos). Se o incentivo for igual ou inferior a estes benefícios, a neutralidade tarifária é garantida.

Finalmente, os parâmetros definidos procuraram também garantir que o incentivo seja suficiente para incentivar a adequada e atempada disponibilização destes serviços pelos ORD BT.

Em suma, tendo em conta que a análise de custo-benefício em causa é baseada em diversos pressupostos e estimativas, a ERSE considera que os valores obtidos para os parâmetros permitem garantir, com uma margem de segurança elevada, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados e que os ORD BT retenham benefícios suficientes (por aplicação do incentivo e pelos montantes retidos das poupança operacionais e de desenvolvimento do sistema) que compensam o esforço financeiro dessas empresas na disponibilização dos serviços de redes inteligentes.

A ERSE continuará a avaliar os custos e benefícios associados a estes serviços, de modo a garantir a sua partilha adequada através da definição dos parâmetros deste incentivo nos próximos períodos regulatórios.

N.III. DEVOLUÇÃO DE MAIS-VALIAS OBTIDAS COM A ALIENAÇÃO DE IMÓVEIS

Relativamente à devolução, por parte da EDP D, de cerca de 16,1 milhões de euros referentes a metade das mais valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018, o parecer do Conselho Tarifário, no que importa para os efeitos da decisão da devolução das mais valias, expressou apreensão pelo facto de a ERSE ter condicionado a proposta a posições posteriores que os concedentes venham a tomar e, bem assim, com o destino a dar às mais valias. Pelo que, em jeito de conclusão, o parecer do Conselho Tarifário apontou que *"a consideração dos valores em apreço nas tarifas só se deverá concretizar caso exista uma decisão fundamentada nesse sentido, que assegure a necessária certeza jurídica."*

A ERSE recorda que, no âmbito do processo de reporte para a determinação das tarifas de eletricidade para 2019, a EDP D apresentou, nas contas reguladas reais auditadas para o ano de 2017 datadas de 30.04.2018, o montante de 1973 milhares de euros que propunha devolver às tarifas a título de devolução das amortizações decorridas entre 2012 e 2017, relativas aos imóveis por si alienados nesse período.

A ERSE, no uso do seu poder-dever, promoveu um conjunto de diligências e *"ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo [montante a devolver à tarifa] decidiu aprofundar os motivos subjacentes de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deve ser devolvido à tarifa"*.

À data, o Conselho Tarifário, através de parecer emitido em novembro de 2018, manifestou expressamente a sua concordância com a decisão da ERSE e fez constar que aguardava que lhe fosse dado conhecimento da conclusão deste processo.

Nesta sequência, foi possível identificar que, numa situação de inexistência de inventários exaustivos (v.g. que afetassem ativos imobiliários às concessões de distribuição de eletricidade), a alienação dos imóveis, que tinham sido objeto de remuneração pela tarifa até à respetiva alienação, não foi precedida de autorização, tendo o valor das vendas realizadas durante os anos de 2009 e 2018 resultado em mais valias líquidas de 32,2 milhões de euros.

Ora, segundo posição jurídica avalizada recolhida, a ERSE pode e deve decidir a devolução à tarifa de metade das mais valias líquidas realizadas pela EDP D, dando assim sequência à sua proposta tarifária. Assim, dando por reproduzido o exposto na proposta tarifária, atente-se no seguinte:

Primeiramente, a falta de inventariação dos bens, por quem é titular desse dever, não pode conduzir à desconsideração das alienações porque isso significaria que, mesmo sem ter obtido autorização de venda, a EDP D poderia apropriar-se de toda a mais valia líquida realizada, privando simultaneamente a esfera pública de um benefício económico a que tem direito.



Assim, em face de disposições que remetem o benefício para a sede tarifária (revisão de preços), num contexto em que se verifica objetivamente a ausência de qualquer reversão de benefícios para a esfera pública, e seguindo um princípio geral de direito concessório da partilha equitativa de benefícios (v.g. artigo 341.º, n.º 1, do Código dos Contratos Públicos), a ERSE deve, no quadro dos seus deveres legais e estatutários, considerar a reversão de tal benefício na fixação de tarifas de eletricidade para 2020, tanto mais que o património alienado foi objeto de remuneração incluída nas tarifas cobradas anteriormente aos consumidores. O que cumpre firmar sem prejuízo de direito que caiba ao próprio do Concedente, nos termos contratuais, ou em casos em que a EDP D alineou bens que haviam originalmente integrado o seu património sem que para tal tenha incorrido em qualquer custo (v.g. edifícios das empresas nacionalizadas que vieram a integrar o património da EDP D).

Aquela repartição equitativa, em metade do valor, não deve ser objetada à luz de um pretensão mérito da gestão uma vez que estamos perante a alienação de imobiliário pertencente a concessões (i.e. do estabelecimento, sob cláusula de transferência), fora do objeto concessório (e, inclusivamente, num quadro de vendas sem autorização do concedente). Ao que sempre acresce que as flutuações dos preços no mercado imobiliário constituem *per se* um fator essencialmente exógeno à atividade da EDP D. Note-se ainda que a EDP D, por efeito desta decisão provisória, e independentemente dos adquirentes, manterá parte do benefício pelas mais valias obtidas.

Naturalmente, precisões posteriores poderão, dentro da mecânica tarifária, conduzir a ajustamentos, nos termos gerais. E, em cúmulo, se vier a ocorrer circunstância que possa determinar a destruição dos efeitos das vendas ou a apropriação para a esfera individual do concedente de parte dos benefícios que a ERSE fez reverter para as tarifas, tal não deixará de ser refletido em decisões tarifárias futuras. O que, não se podendo excluir abstratamente, tanto mais que qualquer decisão tomada (mesmo pelo Estado-concedente) também pode ser revertida, não deve paralisar a atividade tarifária quando, como neste caso, tal redundaria objetivamente na privação de um benefício económico dos consumidores que poderia consubstanciar num comportamento omissivo desta entidade reguladora.

N.IV.I. CONSIDERAÇÃO DA ENERGIA RECUPERADA NO COMBATE À FRAUDE NO BALANÇO ENERGÉTICO PARA EFEITOS DO CÁLCULO DAS PERDAS

A ERSE concorda com a recomendação do CT, tendo considerado no balanço energético de 2018 o valor de 40,3 GWh relativo a energia recuperada no combate à fraude em 2018, para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo.

Além de considerar a energia recuperada no combate ao consumo ilícito para efeitos do cálculo do valor das perdas e do correspondente incentivo, a ERSE incorporou também esta energia na determinação do correspondente indutor de custos utilizado no cálculo do OPEX da atividade de distribuição de eletricidade em AT/MT¹⁴⁶.

N.IV.II. ADAPTAÇÃO DA LEGISLAÇÃO E REGRAS APLICÁVEIS AO COMBATE À FRAUDE

O CT da ERSE, recomenda no seu parecer a adaptação da legislação e regras aplicáveis ao combate à fraude. O assunto, tem sido acompanhado pela ERSE sem que, até ao momento, tenha sido aprovada nova legislação que reveja e alargue o objeto do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro.

A ERSE não tem, consabidamente, competência legislativa, mas enquanto entidade reguladora pode formular propostas pelo que, depois de uma reflexão interna realizada em 2019 está em condições de convocar representantes de intervenientes nos setores regulados tendo em vista a reflexão em torno das regras aplicáveis no combate à fraude, incluindo o papel a desempenhar pela entidade fiscalizadora.

¹⁴⁶ Este indutor considera ainda a energia consumida em bombagem pelo centro electroprodutor do Baixo Sabor Jusante ligado em AT.



Assim, no decurso do primeiro semestre de 2020, conforme planeado, será realizado um diálogo regulatório, com diferentes intervenientes dos setores regulados, tendo em vista regras aplicáveis à apropriação ilícita da energia.

N.V. DÍVIDAS DE PEQUENOS COMERCIALIZADORES

A este respeito, reitera-se no essencial, o atrás comentado a respeito da natureza específica dos incumprimentos no ponto II – Especialidade, ponto K, de modo a enquadrar as questões relativas a tratamento específico das dívidas.

Já no que concerne a referências efetuadas a meios de regulação assimétrica, cabe esclarecer que nenhum dos mencionados corresponde a um alargamento do perímetro de risco para o SEN. Em concreto, no caso do prazo de pagamentos, a circunstância de ser estendido o prazo de pagamentos concedido aos comercializadores no contexto dos encargos com o acesso às redes tem como contraponto o aumento do colateral prestado pela extensão do período em crédito. Por outro lado, e ainda a respeito deste tópico, a maior sincronia entre o prazo de pagamento dos encargos com o acesso às redes pelos comercializadores e o prazo de recebimento dos seus clientes, contribui para a redução da pressão exercida sobre a tesouraria daqueles agentes o que, naturalmente coloca menos risco de incumprimento de pagamentos. Estas circunstâncias foram amplamente discutidas no contexto da revisão regulamentar de 2017 e na preparação da regulamentação transitória, não tendo ocorrido dissonância relativamente a esta matéria.

Já no que concerne a normas de inibição de constituição de novos clientes em carteira, cabe mencionar que as mesmas servem justamente como medida de contenção de riscos, sendo delas beneficiários, desde logo, os operadores com os quais os comercializadores constituem responsabilidades.

O.1. CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS – METODOLOGIA REGULATÓRIA APLICADA ÀS EMPRESAS DAS RA

A questão mencionada pelo CT relativa à aquisição de combustíveis pela EEM poderá, em certa medida, também ser extensível à EDA, tendo em conta que as diretivas da *International Maritime Organization (IMO)* estabelecem a obrigatoriedade de utilização, no transporte marítimo, de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020. Esta mudança no tipo de fuelóleo a utilizar no transporte marítimo resulta no aumento dos custos de transporte dos combustíveis.

Assim, é intenção da ERSE realizar um estudo de atualização dos parâmetros regulatórios associados à metodologia de aceitação de custos com combustíveis nas Regiões Autónomas, para avaliar a verdadeira dimensão do problema e quais são as alternativas técnica e económicas para a sua resolução.

Face à situação exposta, na próxima revisão de parâmetros com vista ao novo período regulatório a iniciar em 2021, suportados pelo estudo a contratar, serão tidas em conta as alterações ao nível das condições de fornecimento a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o equilíbrio económico-financeiro das mesmas.

O.2. REMUNERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES INTEGRADAS NAS REDES INTELIGENTES

Relativamente às instalações integradas nas redes inteligentes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a ERSE procurou recolher informação sobre, entre outros aspetos, os custos associados à disponibilização destes serviços e o seu enquadramento no Regulamento n.º 610/2019, tendo mantido interações sobre este tema com as respetivas empresas reguladas dessas regiões.

Contudo, dada a fase ainda inicial de desenvolvimento e aplicação destes serviços na Região Autónoma dos Açores, ou a sua aplicação numa área territorial muito limitada, e com características de implementação muito particulares, no caso da Região Autónoma da Madeira (na ilha de Porto Santo), entendeu-se que seria necessária a recolha e análise de mais informação, decorrente do próprio processo de implementação, antes de, eventualmente, se aplicar um tratamento diferenciado.



A ERSE desenvolverá oportunamente esforços no sentido de recolher a informação necessária a uma atuação ponderada sobre este tema.

P. OPERADORES DA REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT. Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.

De salientar, ainda assim, que as alterações preconizadas pela ERSE na aprovação das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos ORD BT vieram garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT no que respeita à faturação das tarifas de acesso às redes, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia pelo CUR exclusivamente em BT.

A implementação gradual deste modelo foi efetuada com o objetivo de garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em BT. Havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores, garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro.

No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar de 2017, um dos motivos para esta alteração de metodologia regulatória foi precisamente permitir, dentro da antecipação possível, melhor adequar o quadro regulamentar às alterações organizativas perspetivadas para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

No que se refere à necessidade de monitorizar a atividade de distribuição dos operadores exclusivamente em BT, esta decorre naturalmente das responsabilidades da ERSE enquanto regulador, que incluem garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

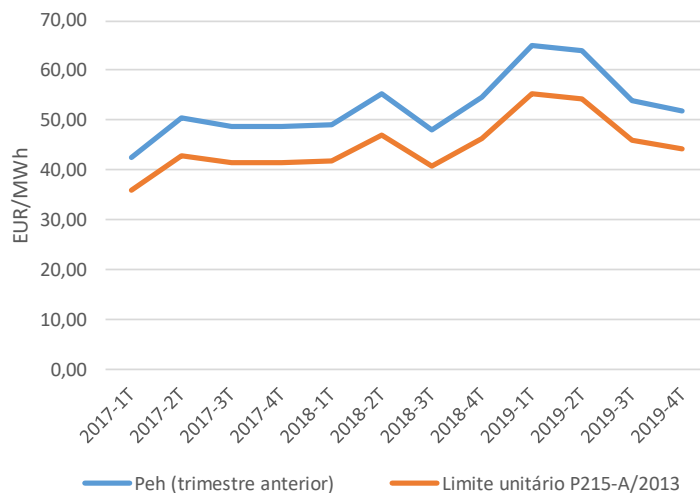
Q. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

Em relação às evoluções do modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, a ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de quaisquer desenvolvimentos recentes sobre esse tema.

A propósito do acréscimo dos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas de 2020 que são referidos pelo CT, refira-se que a variação dos custos do serviço de interruptibilidade incluídos em tarifas 2020 face ao valor incluído em tarifas 2019 deve-se, principalmente, ao ajustamento dos valores considerados nas tarifas 2018, com base em dados reais, e ao incremento dos custos decorrentes da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 julho, previstos pela REN. No que diz respeito a estes últimos custos, salienta-se que o seu crescimento significativo decorre da atualização de um parâmetro dependente do preço da energia elétrica no mercado (P_{eh}), que é definido trimestralmente no *Boletín Oficial del Estado* de Espanha, para o qual a Portaria n.º 215-A/2013 remete. Assim, a evolução dos preços de mercado também se reflete nos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas. A evolução deste

parâmetro em 2018 e 2019 é ilustrada na figura seguinte, observando-se aumentos substanciais nos trimestres de 2019 em relação aos trimestres homólogos de 2018.

Figura 1 – Evolução do limite do valor unitário da interruptibilidade, ao abrigo da Portaria 215-A/2013



Finalmente, no que diz respeito à consideração proposta pelo CT destes custos como CIEG¹⁴⁷, a natureza dos custos da interruptibilidade tem justificado que estes não tenham sido englobados no conjunto de custos suportados pelos consumidores de energia elétrica que, desde 2006, foram caracterizados pela ERSE como CIEG. Em sede de revisão regulamentar prévia à fixação de parâmetros para um novo período regulatório que ocorrerá em 2020, poderão ser reequacionadas quais as rúbricas a integrar em CIEG.

R.1. PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

O CT menciona, no seu parecer, que a ERSE não avançou uma justificação para aceitação do preço para o restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE (nos termos e prazos previstos no RQS), que sofre efetivamente uma evolução de cerca de 167%.

A ERSE reconhece a pertinência do comentário concreto. Assim, cabe referir que:

1. A proposta efetuada pelas empresas e a justificação genérica da ERSE para a definição destes preços é ancorada na aderência aos reais custos subjacentes a cada uma das atividades, pelo que este é o referencial base de justificação do preço concreto atrás referido;
2. A observação de que o preço deste serviço em particular, nos anos anteriores, se encontrava clara e objetivamente desfasado dos preços equivalentes para fornecimento em BTN e dos próprios custos com a interrupção e restabelecimento em BTE, constitui um elemento de iniquidade que entendeu a ERSE dever corrigir.
3. De facto, o preço adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia em BTE para 2019 situava-se nos 15,89 euros, enquanto na BTN este valor era já de 29,14 euros. Este ano foram aceites as atualizações desses preços de 30,59 euros para BTN e de 42,37 euros para BTE, entendendo a ERSE que a situação de a aderência aos custos reais apresentados pelas empresas, bem como a iniquidade identificada e mencionada no parágrafo anterior ficam, deste modo, solucionadas.

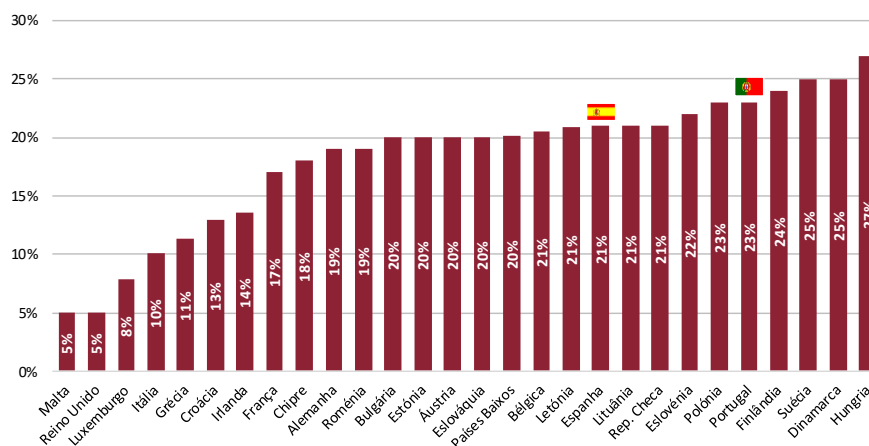
¹⁴⁷ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

T.A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Conforme se observa na figura seguinte, que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia (UE), no 1.º semestre de 2019, Portugal encontra-se entre os países da UE com a taxa de IVA mais elevada. Saliente-se que a maioria dos países da UE aplica a taxa de IVA máxima (entre 19% e 27%)¹⁴⁸. No conjunto de 28 países da UE apenas 3 países aplicam taxas reduzidas de IVA ao fornecimento de eletricidade, situadas entre os 5% e 8%.

Figura 2 – Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE



Fonte: Eurostat

T.B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do CT, que considera que a contribuição para o audiovisual não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Como é reconhecido pelo CT a ERSE não detém competências materiais que lhe habilitem alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos e a que estão os mesmos associados.

T.C. SALDOS DE GERÊNCIA

Nos termos da Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes com funções de Regulação da Atividade Económica dos Setores Privado, Público e Cooperativo aprovada pela Lei n.º 67/2003, de 28 de agosto, na redação vigente, e dos Estatutos da ERSE, os saldos de gerência devem reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas.

Em virtude do exposto, mas atendendo às normas sobre a execução orçamental aprovadas, a ERSE tem sucessivamente levado a cabo diligências, junto do Ministério das Finanças e da Secretaria de Estado do Orçamento, de modo a concretizar a reversão do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural.

¹⁴⁸ De acordo com a [lista das taxas IVA aplicáveis nos Estados-Membros europeus](#), publicada pela Comissão Europeia, referência: Taxud.c.1 (2019) – EN.



Em dezembro de 2018, no seguimento do Despacho do Secretário de Estado do Orçamento n.º 2279/2018, de 26 de dezembro, foi autorizada a devolução dos saldos de gerência da ERSE até ao limite de 3 milhões de euros para a aplicação nos termos do n.º 6 do artigo 50.º dos Estatutos da ERSE, com dispensa da regra do equilíbrio orçamental, o que foi devidamente concretizado.

No decurso de 2019 a ERSE já formalizou novo pedido que permitisse operacionalizar nova transferência do saldo de gerência acumulado a favor dos clientes de eletricidade e gás natural sem que, todavia, tivesse sido produzido até ao momento qualquer novo despacho que o autorize.

T.D. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO (OE) 2019

A ERSE regista os comentários do CT relativos à efetiva concretização das medidas mitigadoras incluídas nas tarifas de cada ano. Consciente da importância que a concretização dessas medidas representa para a sustentabilidade económica do SEN e, tal como já mencionado em respostas anteriores, a ERSE tem realizado as diligências junto do Governo no sentido de que tais medidas sejam conhecidas com a maior antecedência de forma a que a sua inclusão nos cálculos tarifários esteja assente num despacho concreto e não numa previsão. Sucede que, por circunstâncias variadas, entre as quais a fixação tarifária ser anterior ao fim do ano civil, à aprovação do Orçamento Geral do Estado e a alguns prazos legais, tal nem sempre é possível, razões pelas quais a ERSE modela as suas previsões de acordo com os princípios da cautela e da prudência.



◆ **Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019 do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais** ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*" ¹⁴⁹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos:

- Despacho_Repartição CESE ¹⁵⁰;
- Quantificação dos efeitos, na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019, do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais ¹⁵¹.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

1. O CT emitiu [parecer](#) em 15/novembro/2018 sobre uma proposta de tarifas e preços para 2019.
2. O CT tomou, entretanto, conhecimento do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, que estabelece os valores da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) que terão impactos tarifários para 2019.
3. O citado despacho estabelece:
 - a. A sustentação legal dos valores que revertem para as tarifas de energia elétrica para 2019 e respetiva decisão;
 - b. A forma de repercussão dos referidos valores;
e ainda que:
 - c. As regras ali previstas devem ser repetidas para a determinação das tarifas de 2020, de modo a contribuir para a efetiva estabilidade tarifária nas tarifas de acesso à rede.
4. O CT considera ser de relevar a clareza do referido despacho e ainda o compromisso presente e futuro do Governo na implementação de medidas que contribuem efetivamente para a almejada estabilidade tarifária.
5. Com efeito, o CT tem recorrentemente vindo a alertar para a necessidade de ser assegurado que o valor global relativo aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) deve ser reduzido de forma

¹⁴⁹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

¹⁵⁰ Despacho do Ministro do Ambiente e da Transição Energética, Secretário de Estado do Orçamento e Secretário de Estado dos Assuntos Fiscais.

¹⁵¹ Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019.



sustentada, sem acréscimos de novos sobrecustos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

II

GENERALIDADE

1. O CT relembra que nos seus pareceres desde 2015 tem vindo a alertar para a ausência reiterada de transferências das verbas do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), criado pelo Decreto-Lei nº 55/2014, de 9 de abril.
2. Ao montante acumulado das transferências em falta, foram suportados adicionalmente pelos consumidores os respetivos juros, bem como os juros inerentes ao serviço da dívida tarifária que entretanto não foi abatida.
3. O CT, solicita à ERSE que proceda à explicitação dos montantes efetivamente transferidos, desde 2015, e os que se esperava que fossem transferidos, tendo igualmente em conta os montantes resultantes do despacho em análise.
4. É expectativa do CT que, da manutenção destas regras para as tarifas de 2020, conforme despacho, se concretize a regularização das transferências do FSSSE.
5. No documento da ERSE que quantifica os impactes da receita da CESE e dos leilões no âmbito do CELE, é igualmente relevado: "*Os valores apresentados nos quadros seguintes não integram quaisquer outras alterações, nomeadamente, alterações resultantes das recomendações do Conselho Tarifário no seu parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019".*
6. O CT reconhece que a internalização quer do despacho quer de recomendações do CT, obriga a ERSE à alteração consistente da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2019.
7. De acordo com o despacho, o montante de 189M€ deve ser alocado à diminuição dos CIEG, a saber:
 - a. 50 M€ na rubrica do sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de uso global do sistema aplicável aos clientes finais e comercializadores em 2019;
 - b. 139 M€ na rubrica do sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de uso global do sistema em 2019 aplicável aos clientes finais e comercializadores, distribuído, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, de acordo com as percentagens seguidamente indicadas:
 - i. MAT: 0,00%;
 - ii. AT: 0,00%;
 - iii. MT: 0,00%;
 - iv. BTE: 0,00%;
 - v. BTN>: 0,00%;
 - vi. BTN<: 100,00%.
8. O despacho referido tem como consequência uma redução adicional de 6 p.p. nas tarifas de acesso às redes de BTN, para 2019. O impacte nos restantes níveis de tensão é nulo. Obtém-se, assim, uma variação das tarifas de acesso às redes em BTN de - 17,1%, preservando-se a variação tarifária de - 11,1% nos restantes níveis de tensão.



Figura 1 – Variação das tarifas de acesso às redes em 2019

| | Proposta CT 15/10/2018 | Proposta CT com Despacho | Δ Taccesso |
|-----|---------------------------|-----------------------------|------------|
| MAT | -11,1% | -11,1% | 0,0% |
| AT | -11,1% | -11,1% | 0,0% |
| MT | -11,1% | -11,1% | 0,0% |
| BTE | -11,1% | -11,1% | 0,0% |
| BTN | -11,1% | -17,1% | -6,0% |

9. Em Portugal continental esta alteração nas tarifas de acesso às redes consubstancia-se numa variação de 3,6 p.p. nas tarifas transitórias de venda a clientes finais de BTN, para 2019:

Figura 2 – Variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2019

| | Proposta CT 15/10/2018 | Proposta CT com Despacho | Δ TVCF |
|-----|---------------------------|-----------------------------|--------|
| AT | 0,1% | 0,1% | 0,0% |
| MT | 0,1% | 0,1% | 0,0% |
| BTE | 0,1% | 0,1% | 0,0% |
| BTN | 0,1% | -3,5% | -3,6% |

10. O impacto nas tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas, para 2019, representa-se de seguida:

Figura 3 – Variação das tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores em 2019

| | Proposta CT 15/10/2018 | Proposta CT com Despacho | Δ TVCF |
|-----|---------------------------|-----------------------------|--------|
| MT | 2,0% | 0,0% | -2,0% |
| BTE | 2,0% | -0,3% | -2,3% |
| BTN | 2,0% | -0,6% | -2,6% |

Figura 4 – Variação das tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira em 2019

| | Proposta CT 15/10/2018 | Proposta CT com Despacho | Δ TVCF |
|-----|---------------------------|-----------------------------|--------|
| MT | 2,0% | 0,2% | -1,8% |
| BTE | 2,0% | -0,2% | -2,2% |
| BTN | 2,0% | -0,6% | -2,6% |

11. O CT lembra a repartição dos CIEG por níveis de tensão ou de fornecimento em especial no que concerne aos sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE) decorrentes do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio:

"Art.º 1º

- O diferencial é alocado por escalão de tensão (MAT, AT, MT, BTE e BTN incluindo IP) de forma diretamente proporcional ao número de clientes ligados à rede elétrica em cada escalão;"*
- Com vista a promover a eficiência energética, o diferencial alocado em cada escalão de tensão é repartido pela quantidade total de energia consumida por todos os clientes ligados nesse escalão e imputado aos respetivos clientes por unidade de energia consumida;*
- Excetuam-se da aplicação das alíneas anteriores os clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA."*



12. Adicionalmente, o CT considera adequada a proporção dos volumes financeiros revertidos para os consumidores de BTN $\leq 20,7\text{kVA}$, segmento de consumidores residenciais e de micro e pequenas empresas que têm vindo a suportar 98% dos sobrecustos da PRE (Decreto-Lei n.º 90/2006).
13. O CT teria também apreciado a apresentação dos impactos em todas as opções tarifárias decorrentes da aplicação do despacho por forma a ter uma visão mais precisa da sua repercussão.
14. No seguimento de anteriores recomendações, o CT reitera a necessidade de a ERSE continuar a desenvolver iniciativas tendentes à aplicação integral do modelo de regulação em vigor à atividade dos ORD exclusivamente em BT e à apresentação de contas reguladas por estes agentes do setor elétrico.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera correta a transposição do despacho por parte da ERSE, e recomenda que sejam integradas as recomendações deste parecer.

Aprovado em 11 de dezembro de 2018.



◆ Resposta da ERSE ◆

I

ENQUADRAMENTO

A ERSE concorda com o CT sobre a importância do compromisso futuro na implementação de medidas que contribuem efetivamente para a estabilidade tarifária, conforme previsto no despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro.

Com efeito, as medidas mitigadoras com caráter sistemático, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, são neutras a médio prazo para efeitos tarifários, por não implicarem variações no nível de proveitos permitidos nos anos subsequentes à sua aplicação.

Em contrapartida, as medidas mitigadoras com caráter extraordinário, cujas receitas são alocadas à diminuição das tarifas, ao diminuírem os proveitos permitidos apenas num determinado ano, geram um agravamento tarifário da mesma dimensão nos anos subsequentes, porque nesses anos os proveitos permitidos são repostos para o nível que se verificava antes da aplicação da medida em causa.

Assim, é de relevar a disposição do referido despacho que estabelece que as regras nele previstas, relativas à alocação da receita proveniente da contribuição extraordinária sobre o setor energético, devem ser repetidas para a determinação das tarifas de 2020, no quadro da expectativa de manutenção e eventual reforço das receitas que revertem às tarifas de 2019.

II

GENERALIDADE

A disposição referida no ponto anterior é por demais necessária, quando, como refere o CT, até à data, a grande maioria dos montantes contemplados nas tarifas associados a transferências previstas de verbas do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico (FSSSE), porque não foram entregues ao SEN apesar de previstos, tiveram que ser devolvidos pelos consumidores, com juros.

O quadro abaixo ilustra esta situação, já incorporando os montantes incluídos em tarifas de 2019 relativos ao recente despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro. Este despacho deduz 189 milhões de euros aos custos de interesse económicos geral, que se subdividem em 35 milhões de euros relativos a um adicional do produto da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa e em 154 milhões de euros de transferências do FSSSE. O quadro apenas contempla este último montante.



| | Tarifas 2014 | Tarifas 2015 | Tarifas 2016 | Tarifas 2017 | Tarifas 2018 | Tarifas 2019 (1) |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| Montante previsto de transferências do FSSSE para os CIEG do ano | 0 | 50 000 | 50 000 | 50 000 | 0 | 154 000 |
| Transferências ocorridas do FSSSE para os CIEG do ano | 0 | 0 | 5 000 | 24 212 | - | - |
| Desvio de faturação do ORT em virtude da não concretização das transferências e recuperado dois anos depois (ex: desvio de 2016 é recuperado em tarifas de 2018) | 0 | -50 000 | -45 000 | -25 788 | - | - |

(1) Valor previsto de transferências do FSSSE com base no despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro de 2018.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"¹⁵².

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno, o CT procedeu à audição, em 17 de outubro de 2018, do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – Eng.º Paulo Tomás

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos, prestados em 02/novembro/2018.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

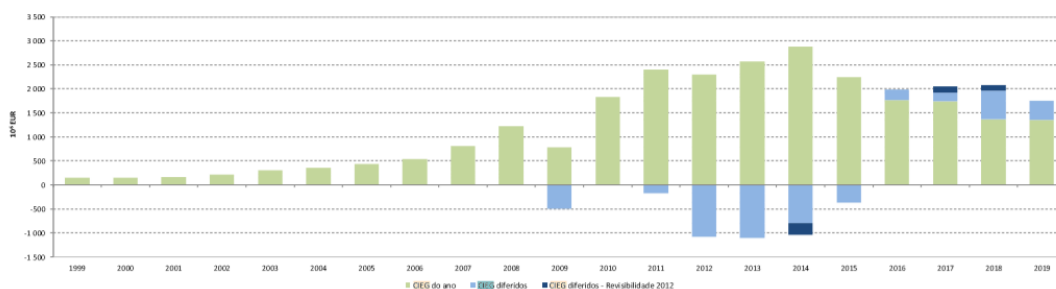
1. O comunicado e o dossier de imprensa emitidos pela ERSE em outubro de cada ano, sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica, constituem a única informação disponível para os consumidores até o processo de fixação de tarifas e preços estar devidamente concluído. O CT reitera o exposto em pareceres anteriores, de que seria benéfico para o esclarecimento do universo de consumidores, que estes documentos, para além de refletirem a evolução tarifária do mercado regulado no continente, fossem complementados com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas (RA).
2. Releva-se que as tarifas das RA são integralmente reguladas e aplicadas à totalidade dos consumidores destas regiões. Este facto, no entendimento do CT, deveria motivar o esclarecimento da evolução tarifária prevista para as RA que, em 2019, assume relevante importância quando se constatarem variações tarifárias muito distintas entre as tarifas do CUR no continente (+0,1%) e as tarifas das regiões autónomas (+2,0%).

B. EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. No que respeita à evolução dos CIEG, o CT constata uma estabilização dos montantes de base face a 2018 (redução de 1,4%). O impacto global para a fixação de tarifas de 2019, considerando o alisamento do diferencial de custo da produção em regime especial (PRE) e as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, cifra-se numa redução de 14,5% face ao ano anterior, conforme o quadro em baixo reproduzido.

¹⁵² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE

- Esta variação dos CIEG decorre essencialmente da conjugação de dois efeitos de sentido oposto: por um lado, uma relevante redução dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) fruto da devolução de valores pagos no passado e, por outro lado, estimativas em alta dos sobrecustos de PRE bem como ajustamentos provisórios e definitivos do passado.
- O peso dos CIEG na formação das tarifas de acesso às redes (TAR) mantém-se uma preocupação do CT, uma vez que, consoante o nível de tensão, pode significar entre 54% e 71% das TAR (com mais detalhe no quadro abaixo), em linha com os pesos dos anos anteriores.

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2019

| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / Tarifas de Acesso) |
|--|------------------------------|
| MAT | 71% |
| AT | 65% |
| MT | 57% |
| BTE | 58% |
| BTN > 20,7 kVA | 54% |
| BTN ≤ 20,7 kVA | 65% |

Fonte: ERSE

- O CT reitera a necessidade de ser assegurado que o valor global referente aos CIEG não voltará a aumentar nos próximos anos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

C. CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

- Os CMEC estão definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e pelo Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, diplomas que estabelecem que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária.



2. Esta compensação visa garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados caso não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.
3. Cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa de uso global do sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.
4. A Lei do Orçamento de Estado para 2017 determinou que fosse efetuado pela ERSE um estudo sobre o apuramento do valor do ajustamento final dos CMEC.
5. O estudo da ERSE, entregue em Setembro de 2017 ao governo, mas não tornado público, foi acompanhado de um comunicado de imprensa¹⁵³ onde se referia que foi apurado um valor de ajustamento final dos CMEC de cerca de 154M€ a pagar ao produtor durante os próximos 10 anos, a que acresce uma parcela fixa anual de 67,5M€, valores homologados por despacho do Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.
6. Por outro lado, no seu documento de proveitos permitidos e ajustamentos para 2019, a ERSE menciona os despachos do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018 e de 4 de outubro de 2018, aos quais o CT não teve acesso, onde se declara a *"nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara."*
7. O montante apurado referente aos CMEC a devolver aos consumidores, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, foi fixado, no referido despacho, no valor de 285M€.
8. No mesmo documento a ERSE refere também que a devolução por via tarifária será feita anualmente até ao nível que garanta a neutralidade tarifária dos pagamentos dos CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamentos.
9. Neste âmbito, a ERSE propõe nas tarifas do ano de 2019 se repercuta 90,168 M€, conforme o quadro que abaixo se reproduz.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019

| Unid: 10 ³ Euros | |
|---------------------------------|-------------|
| Ano 2019 | |
| Parcela Fixa | |
| Renda anual - valor inicial | 67 532 |
| Desvos faturação | -244 |
| Renda anual - ajustamento final | 22 637 |
| Desvos faturação | -60 |
| Parcela de Acerto | |
| Devolução de valores do passado | -90 168 |
| Desvos faturação | 543 |
| Parcela de alisamento | |
| Desvos de faturação | -464 |
| Total | -225 |

10. Em suma, a ERSE calculou os montantes devidos pelos CMEC em 2019:

¹⁵³ Cf. Comunicado da ERSE de 29-09-2017.



Parcela fixa dos CMEC - renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC

A Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, procedeu à redução da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC de 7,55% para 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, o que originou a alteração da anuidade de 81 185 m€ para 67 532 m€.

a. Parcela fixa dos CMEC - renda anual relativa ao ajustamento final dos CMEC

Não tendo havido revisão do quadro legal aplicável no sentido de aproximar a taxa de capitalização a utilizar no cálculo da renda do ajustamento final à taxa utilizada para descontar os *cash flows* do ajustamento final (de 2,04%), para 2019 o valor da renda anual foi calculado utilizando a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 949 m€ ao invés de 16 452 m€. Esta parcela para 2019 inclui adicionalmente o acerto de juros do 1º semestre de 2017 e do ano de 2018 decorrente da alteração da taxa de juro, perfazendo o montante de 22 637 m€.

b. Parcelas de Acerto

Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, determinou-se o montante a aplicar em 2019 igual à soma das duas parcelas anteriores de forma a materializar a "neutralidade financeira" procurada.

11. O valor final apurado de 225 m€, a devolver aos consumidores, reflete os desvios de faturação dos CMEC ocorridos no passado.
12. A ERSE refere ainda que não foi incorporada a parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017, decisão sobre a qual o CT gostaria de obter esclarecimentos.
13. Assim, o CT recomenda que no documento final de tarifas e preços para 2019, a ERSE apresente um capítulo específico dedicado aos CMEC apontando em particular os movimentos, valores, datas, rubricas e decisores responsáveis, com uma indicação explícita do que resulta de compensações do passado (2007-2017) e explicitação dos montantes a reconhecer até 2027.
14. No já mencionado comunicado da ERSE, é referido que *"a introdução do regime dos CMEC possibilitou a passagem para um quadro menos exigente para os detentores dos centros electroprodutores do que o regime dos CAE, com um acréscimo de custo acumulado que se estima em cerca de 510 milhões de euros"*. Para um cabal esclarecimento, o CT recomenda que seja clarificado o que foi decidido quanto a esta parcela, dado que tal não é possível apurar com a documentação fornecida.
15. O CT constata ainda que, de acordo com o quadro 4-16 da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019 e o quadro 4-42 do anexo dos proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico, os montantes da renda anual do valor inicial dos CMEC e da renda anual referente ao ajustamento final se encontram agregadas na mesma componente (parcela fixa).
16. O CT considera que este procedimento é contrário ao que está determinado no n.º 5 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que determina que *"a tarifa UGS integra, através da componente designada por parcela de acerto [...] os encargos correspondentes ao ajustamento final positivo das compensações devidas aos produtores pela cessação antecipada dos CAE"*. Neste contexto, o CT recomenda que o documento final das tarifas incorpore o valor do ajustamento final numa nova coluna incluída na parcela de acerto.
17. De acordo com o quadro 4-16 da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, a devolução de valores do passado encontra-se atribuída à EDP Distribuição, o que também não está de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.



18. Com efeito, a responsabilidade pela devolução deste montante é da EDP Produção, uma vez que, conforme se pode constatar no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, e no artigo 277.º do Regulamento de Relações Comerciais, que definem o processo de faturação e cobrança da parcela fixa e da parcela de acerto, cada produtor transaciona com a entidade concessionária da RNT as quantias mensais referentes aos CMEC, efetuando esta entidade o mesmo procedimento com os operadores das redes de distribuição.

D. INTERRUPTIBILIDADE

1. A gestão da interruptibilidade em todas as vertentes, administrativa, técnica e operacional, é atribuída ao operador da rede nacional de transporte (REN) na qualidade de Gestor Global do Sistema (GGS).
2. Para possibilitar à REN dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência ou outras que contribuam para a segurança de abastecimento, os consumidores prestadores deste tipo de serviço necessitam de cumprir:
 - a. O contrato de adesão ao serviço de interruptibilidade, ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 julho;
 - b. As condições do Procedimento do Sistema de Comunicações, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010, que permitem manter permanentemente ativos:
 - i. A ligação à rede de telecomunicações de segurança;
 - ii. A atuação da REN na instalação do consumidor aderente ao serviço, através do sistema de comunicação execução e controlo de interruptibilidade (SCECI).
3. Estas condições técnicas permitem à REN aplicar, quando necessário, a interrupção ou redução de consumo estabelecidos no contrato, correspondendo ao seguinte tipo de situações:

| Tipo | Pré-aviso mínimo | Duração total máxima |
|------|------------------|----------------------|
| 1 | Duas horas | Doze horas. |
| 2 | Duas horas | Oito horas. |
| 3 | Uma hora | Três horas. |
| 4 | Cinco minutos | Dois horas. |
| 5 | Zero minutos | Uma hora. |

4. Para comprovação da existência das condições operacionais referidas, a REN efetua os testes previstos no art.º 4.º-A da Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, que limitam a remuneração da interruptibilidade às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.
5. De acordo com o relatório anual da REN relativo à "Prestação do serviço de interruptibilidade em 2017", estavam habilitadas a prestar o serviço de interruptibilidade 49 instalações consumidoras, duas das quais com o contrato suspenso por motivo de força maior.
6. Em 2018, das 45 instalações consumidoras testadas até setembro, de acordo com a REN, apenas 1 não cumpriu as condições requeridas.
7. A Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, prevê ainda ajustar o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais que impliquem a redução global de custos e estimulem a livre concorrência, processo este de que o CT desconhece qualquer desenvolvimento até ao momento.



8. A ERSE prevê um montante global de 109,3 M€¹⁵⁴ para os custos com interruptibilidade em 2019, incluindo neste valor 29,3 M€ de estimativa para a variação do custo do serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, prestado no ano de 2018.
9. No [parecer](#) de 2017 o CT salientou que no âmbito da implementação da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, não tinha sido apresentado o novo modelo previsto no art.º 3.º da mesma, assim como recomendou que na próxima fixação de tarifas e preços fosse explicitado o impacto da aplicação desta Portaria, constatando a ausência dessas informações na presente proposta.
10. O CT releva que os custos com interruptibilidade previstos para as tarifas de 2019, encerram um acréscimo de 6,14% quando comparados com o valor real de 2017, o que confirma a não implementação das medidas previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro.

| | Unid. Milhões de euros | | | | |
|-------------------------------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Custos com interruptibilidade | 101,9 | 101,9 | 109,9 | 103,9 | 103,0 |

Fonte: ERSE, Documentos de Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019

11. Como evidenciado pelo CT no seu [parecer](#) de 15/novembro/2010: *"Os custos com o novo regime de interruptibilidade criado pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e os custos com a garantia de potência que derivam da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, constituem custos da Atividade da Gestão Global do Sistema (GGS) não controláveis pela Empresa"*.
12. No processo de fixação de tarifas e preços, a partir de 2011, a ERSE apenas no que respeita à garantia de potência integrou estes custos no capítulo custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

¹⁵⁴ Pág. 70 e 71 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".



Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2019

| | Unidade: 10 ⁶ EUR | | |
|--|------------------------------|------------------|--------------------|
| | 2018 | 2019 | Variação 2018/2019 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 1 368 044 | 1 349 423 | -1,4% |
| Diferencial de custo da PRE | 679 052 | 800 359 | 17,9% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 238 561 | -225 | -100,1% |
| Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas | 134 453 | 234 097 | 74,1% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 258 197 | 262 157 | 1,5% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 84 166 | 121 584 | 44,5% |
| Terrenos das centrais | 12 982 | 12 555 | -3,3% |
| Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN | 23 864 | 19 792 | - |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 11 500 | 0 | - |
| ERSE | 6 051 | 6 268 | 3,6% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 432 | 444 | 2,7% |
| Autoridade da Concorrência | 384 | 365 | -4,8% |
| Tarifa social | -81 597 | -107 972 | 32,3% |
| Alisamento do diferencial de custo da PRE | 589 841 | 397 915 | -32,5% |
| Diferimento CMEC 2012 | 123 179 | 0 | - |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | 2 081 064 | 1 747 338 | -16,0% |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 133 959 | 134 060 | 0,1% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 99 450 | 99 484 | 0,0% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 34 509 | 34 576 | 0,2% |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | 14 122 | 30 982 | 119,4% |
| Diferencial extinção TVCF | 0 | -8 327 | - |
| Sobreprojeito | -3 357 | -2 010 | -40,1% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 144 723 | 154 705 | 6,9% |
| Total CIEG e Sustentabilidade | 2 225 787 | 1 902 043 | -14,5% |



13. Verifica-se que os custos com interruptibilidade se mantêm na rubrica "Custos de gestão do sistema":

Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

| | | Unidade 10 ³ EUR | |
|---|---|-----------------------------|--------------|
| | | Tarifas 2018 | Tarifas 2019 |
| A = 1+2+7+8+9+10-11 | Custos de gestão do sistema | 122 787 | 138 305 |
| 1 | Custos de exploração sujeitos a metas de eficiência | 16 972 | 16 960 |
| 2 = 3+4*5/100-6 | Custo com capital | 9 450 | 8 851 |
| 3 | Amortizações dos ativos fixos | 6 958 | 6 789 |
| 4 | Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações | 41 081 | 42 572 |
| 5 | Taxa de remuneração dos ativos fixos | 5,50 | 5,17 |
| 6 | Ajustamento t-1 CAPEX | -233 | 137 |
| 7 | Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência | 2 772 | 2 772 |
| 8 | Custos com interruptibilidade, no ano t | 68 675 | 79 968 |
| 9 | Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010) | 0 | 0 |
| 10 | Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013) | 19 743 | 29 311 |
| 11 | Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | -5 174 | 1 556 |
| B = 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22' | Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 296 521 | 382 608 |
| 1' = 2'+3' | Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores | 46 807 | 62 206 |
| 2' | Défice tarifários 2006 e 2007 | | |
| 3' | Convergência tarifária do ano t | 46 807 | 62 206 |
| 4' = 5'+8' | Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira | 37 359 | 59 378 |
| 5' | Défice tarifários 2006 e 2007 | | |
| 6' | Convergência tarifária do ano t | 37 359 | 59 378 |
| 7' | Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs | 305 | 1 580 |
| 8' | Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica | 134 453 | 284 097 |
| 9' | Medidas de política energética com impacto na CVEE AC | 0 | 50 000 |
| 10' = 11'+15' | Parcela associada aos terrenos hídricos | 12 982 | 12 555 |
| 11' = 12'/100*14'+13' | Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico | 12 315 | 11 918 |
| 12' | Taxa de acordo com a legislação em vigor | 0,10 | 0,00 |
| 13' | Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico | 12 071 | 11 918 |
| 14' | Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações | 243 991 | 220 062 |
| 15' | Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica | 668 | 637 |
| 16' | Custos com a ERSE | 6 051 | 6 268 |
| 17' | Transferência para a Autoridade da Concorrência | 384 | 385 |
| 18' | Custos de gestão do PPDA | 0 | 0 |
| 19' | Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 0 | 0 |
| 20' | Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t | 11 500 | 0 |
| 21' | Custos com a concessionária da Zona Piloto | 432 | 444 |
| 22' | Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2 | -46 859 | -8 874 |
| C | Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 23 864 | 19 792 |
| D = A + B + C | Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS | 443 172 | 538 703 |
| E | Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica | 134 453 | 284 097 |
| G = D - E + 9' | Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema | 308 719 | 304 608 |

14. Entende o CT que esta classificação não contribui para a análise coerente e transparente dos Proveitos Permitidos da atividade de GGS, pelo que reitera a sua recomendação garantindo assim consistência na afetação destes custos.

**E. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO (OE) 2019**

1. A proposta de OE para 2019 inclui um conjunto de medidas que o CT reconhece como positivas, desde que concretizadas do ponto de vista das transferências consignadas. Tendo este documento sido publicado praticamente em simultâneo com a proposta de tarifas, o CT não pode deixar de o referir face à relevância que estas questões têm no quadro das tarifas e dos custos do SEN.
2. Em particular, a proposta de OE para 2019 refere no seu art.º 224.º - *Disposição transitória em matéria de produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, a alteração do anterior regime de tributação sobre combustíveis e emissões de CO₂, através da tributação progressiva nos anos de 2019 a 2022, com a introdução já em 2019 de uma taxa correspondente a 25% da taxa de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos e a 25% do adicionamento sobre as emissões de CO₂ previstas*. Nos termos do n.º 6 do mesmo art.º 224.º, o destino destas verbas reverterá 50% para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) ou para a redução do défice tarifário do setor elétrico, no mesmo exercício da sua cobrança, a afetar ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, (FSSSE).
3. O CT não pode deixar de sublinhar que aqueles valores não revertem integralmente para o SEN, pelo que considera que os mesmos devem ser direcionados para a redução do défice tarifário do setor elétrico, no mesmo exercício da sua cobrança, com transferências diretas para os credores do défice e não através das tarifas.

F. FUNDO DE SUSTENTABILIDADE SISTÉMICA DO SETOR ENERGÉTICO (FSSSE)

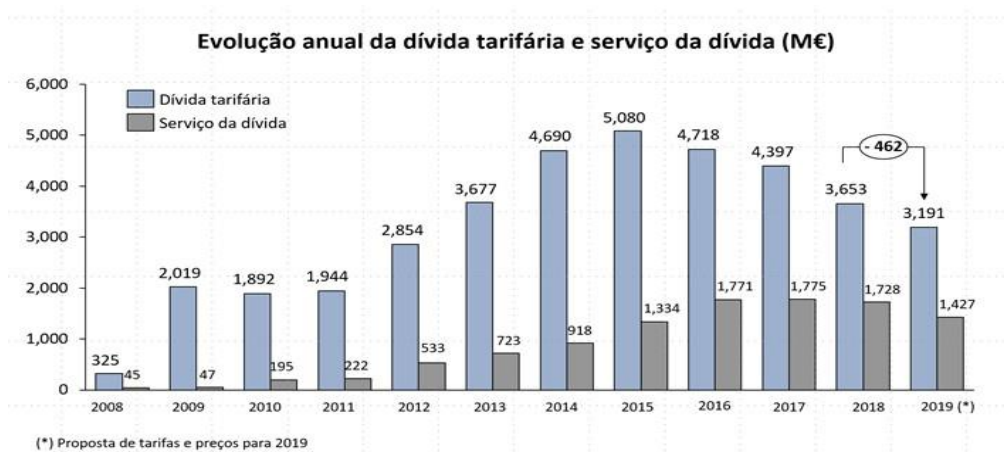
1. A proposta de OE para 2019 no seu art.º 256.º contempla uma alteração ao Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que criou o FSSSE aumentando para 2/3 a receita auferida com a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) prevista no art.º 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.
2. Adicionalmente, prevê a extensão da aplicação da CESE à produção de eletricidade através de fontes de energia renovável abrangida por regime de remuneração garantida, bem como cogeração de fonte renovável com potência instalada igual ou superior a 20 MW, com a taxa de 0,85% sobre os ativos líquidos.
3. O mesmo diploma propõe ainda que a repartição pelos CIEG do montante a deduzir seja definida por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, devendo a parcela do produto da CESE, suportada pelo setor produtor de eletricidade por intermédio de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, ser preferencialmente afeta ao Sobrecusto da Produção em Regime Especial (SPRE).
4. Desde a data em que o FSSSE foi criado foram transferidos, para o Setor Elétrico Nacional (SEN), 5M€ em 2016 e 24,2M€ em 2017.
5. Para 2019, a proposta da ERSE, considera a reversão para as tarifas de verbas do FSSSE no total de 50M€ e afeta-as na sua totalidade aos ajustamentos tarifários respeitantes ao diferencial de custo com a aquisição de eletricidade aos produtores com contratos de aquisição de energia incluídos nos custos do uso global do sistema.
6. Neste contexto, o CT destaca:
 - a. A ausência reiterada destas transferências tem penalizado os consumidores, dado que da previsão nas tarifas de 2015 a 2017 tinham sido considerados 150M€ e só foram transferidos 29,2M€. O valor não transferido de 120,8 M€, ao qual acresce juros, foi refletido nas tarifas de 2017 a 2019 aquando do ajustamento de proveitos em t_{-2} , nos termos do Regulamento Tarifário (RT).



- b. A necessidade de publicação do despacho nos termos previstos no OE 2019 com a definição do montante e inerente regra de repartição, nomeadamente no que se refere ao défice tarifário.
7. Neste sentido, o CT recomenda à ERSE que exerça as diligências necessárias junto da tutela para que sejam garantidas as transferências em tempo útil destas verbas para o SEN.

G. DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Resultante da legislação em vigor, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e, mais recentemente, do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, a constituição de dívida tarifária tem evitado a existência de variações acentuadas nos valores das tarifas.
2. O diferimento da recuperação dos proveitos não incluídos nas tarifas do próprio ano constitui o chamado "serviço da dívida tarifária" (juros e amortização) e representa uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa de uso global do sistema, pelo que importa monitorizar e ajustar a sua evolução.
3. Tendo por base a documentação que suporta a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, torna-se possível ilustrar, entre 2008 e 2019, quer a evolução da dívida tarifária (o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente), quer a evolução do serviço da dívida (juros e amortização).



Fonte: ERSE

4. A estrutura de tarifas e preços para 2019 consolida o movimento de redução do volume de dívida tarifária iniciado em 2016, propondo uma diminuição do mesmo em cerca de 462M€, correspondendo, em termos percentuais, a uma redução de cerca de 12,65%.
5. Considerando que o valor do serviço da dívida incluído na proposta de tarifas e preços para 2019 apresenta um decréscimo de 17,4% relativamente ao ano anterior, a redução referida no ponto anterior assenta, em absoluto, na diminuição significativa (-15,1%) dos proveitos referentes à tarifa de uso global do sistema e na diminuição (-4,6%) da tarifa de uso das redes.
6. O CT regista positivamente a opção da ERSE pela ponderação equilibrada entre a variação nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e a redução do volume de dívida tarifária do setor elétrico, o que se traduz no reforço da garantia da sustentabilidade do sistema.



H. TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade no continente, a clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE, foi regulado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que definiu a extinção das tarifas reguladas a 1 de janeiro de 2011 e criou um regime transitório de vigência das tarifas de venda a clientes finais.
2. O prazo de vigência do regime transitório foi sendo sucessivamente alterado. Foi com o Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que se procedeu à extinção do regime transitório para os clientes com consumos em MAT e à alteração da forma de fixação do prazo do regime transitório, prevendo-se que a respetiva data seja definida por Portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. Assim, a data de vigência do regime transitório das tarifas de venda a clientes finais, foi aprovada pela Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e, seguidamente, pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, que fixou a data em 31 de dezembro de 2017.
4. Em cumprimento do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, determinou um novo prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de eletricidade aos clientes em baixa tensão normal (BTN), até 31 de dezembro de 2020.
5. Com a Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, veio também a ser fixada em 31 de dezembro de 2020 a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tivessem contratado no mercado livre.
6. Mais recentemente, foi aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentada pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, e Diretiva ERSE n.º [1/2018](#), de 3 de janeiro, o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.
7. Este regime mantém-se em vigor em 2019, assim como as exigências impostas aos comercializadores de promoverem na sua fatura um conjunto de informações, nomeadamente, a diferença entre o preço praticado em regime de mercado e na tarifa regulada.
8. Tendo em conta o mais recente Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade da ERSE, de setembro de 2018, o mercado livre alcançou um número acumulado de 5.070.014 clientes e representa 94% do consumo total em Portugal Continental.
9. O CT reconhece a importância do aprofundamento do mercado livre e, bem assim, de que esse aprofundamento é um caminho contínuo e constante.
10. Por esse motivo o CT recomenda que sejam dadas ao mercado mensagens claras e de médio prazo, para que os comercializadores e outros operadores continuem a investir no mercado livre nacional de forma consistente e empenhada.

I. OLMC (OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR)

1. Na audição promovida ao OLMC o CT foi informado de não ter sido, ainda, dado cumprimento ao Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, nomeadamente no que concerne a:
 - a. Publicação pela ERSE dos Procedimentos de Mudança de Comercializador no cumprimento do disposto no art.º 8.º;
 - b. Transferência para o OLMC a titularidade dos sistemas de informação de suporte imputados ao desenvolvimento da atividade de mudança de comercializador, nos termos e condições aprovadas



pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE, no cumprimento do disposto no art.º 11º.

2. É entendimento do CT que a estabilidade de funcionamento desta atividade aconselha a implementação plena da Legislação em vigor.

J. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

Nos seus últimos pareceres sobre "[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017](#)" e "[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018](#)", o CT explicitou um conjunto de recomendações adicionais à ERSE que, em parte, a seguir se recuperam:

1. **Continuar a apostar na eficiência no consumo de energia elétrica**, exclusivamente no estímulo à promoção de boas práticas e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes.

O CT reitera que, a manter-se essa aposta e a ser desenvolvida regulamentação específica que a consolide, deve a ERSE fornecer-lhe a informação necessária à avaliação dos impactos tarifários.

2. **Rever a estrutura das tarifas de acesso** no que respeita ao peso das componentes de potência e de energia, para que se verifique um mais correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema.

O CT volta a assinalar a necessidade desta revisão.

3. **Submeter à apreciação do CT os planos de investimento relativos às Regiões Autónomas.**

O CT volta a afirmar esta necessidade.

4. **Diligenciar junto do legislador para que seja urgentemente revisto o Decreto – Lei n.º 328/90, de 22 de outubro.**

O CT realça que embora este diploma estabeleça as medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de energia elétrica, o mesmo se encontra totalmente desajustado face à atual organização do setor elétrico e não integra os mecanismos indispensáveis a uma ação que desincentive a prática da fraude.

5. **Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, Capítulo VI, Fiscalização e auditorias. Art.º 29.º e 30.º**

O CT solicita sem sucesso desde 2004 o conhecimento das auditorias energéticas que atestem o estrito cumprimento do rendimento global efetivo das instalações de cogeração, pelo que reitera esta solicitação.

6. **Contadores inteligentes**

- a. O CT destacou no seu [parecer](#) relativo à 65.ª consulta pública o conceito de "rede inteligente" definido pelo *Council of European Energy Regulators*¹⁵⁵ (CEER).
- b. O CT sublinha que a ERSE tem acompanhado a evolução do novo paradigma de redes integradas e digitalizadas, prevendo nos mecanismos regulatórios incentivos aos investimentos em redes inteligentes.
- c. O CT lembra que os contadores inteligentes possibilitam nomeadamente: a recolha remota de leituras e de informação sobre consumos; a execução remota de operações (sejam de iniciativa e interesse do ORD, do comercializador ou do próprio cliente); a deteção e prevenção de

¹⁵⁵ *Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.*



fraudes; a redução de perdas técnicas de energia através do balanço energético e do planeamento de rede; a falta de tensão e a deteção e localização precisa de avarias, e uma maior capacidade de integração de produção distribuída e veículos elétricos.

- d. Neste contexto, o CT sugere que a ERSE promova uma atualização da análise custo-benefício para o *roll out* dos contadores.

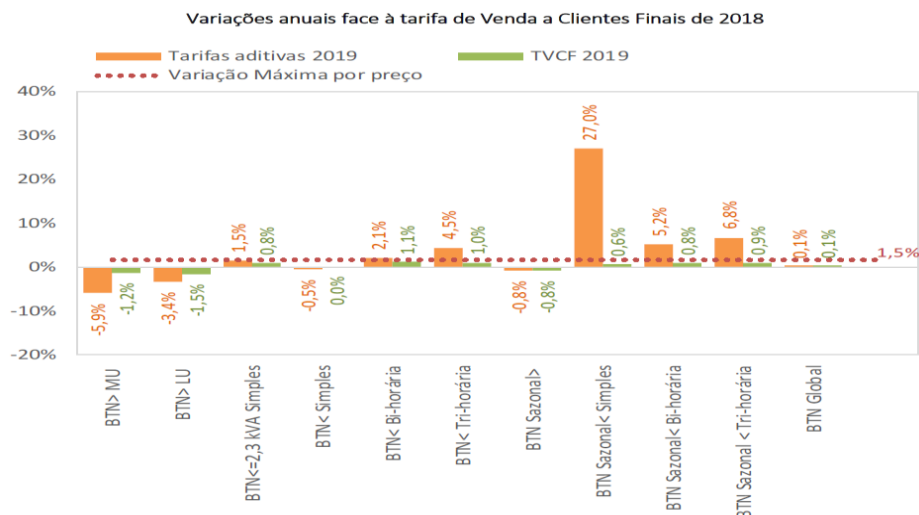
II

ESPECIALIDADE

A. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2019

1. Aditividade tarifária em Portugal continental

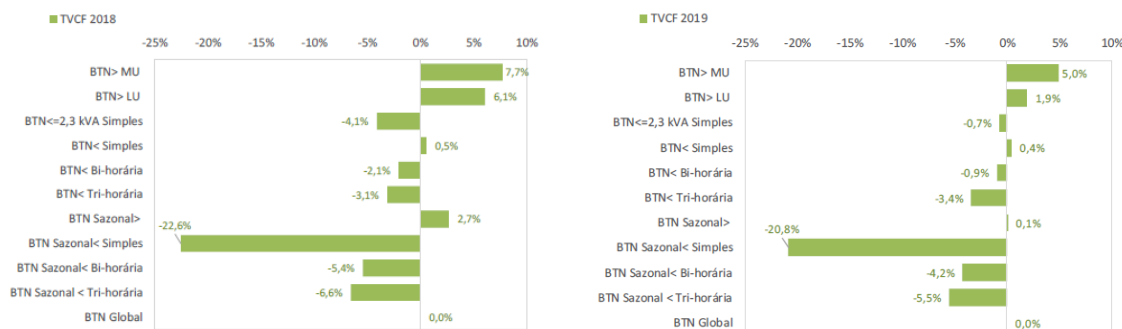
- a. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de TVCF com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso (CUR), nomeadamente:
- i. tarifa de energia;
 - i. tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;
 - ii. tarifa de uso global do sistema;
 - iii. tarifa de uso da rede de transporte;
 - iv. tarifas de uso da rede de distribuição e,
 - v. tarifa de comercialização.
- b. A convergência para as tarifas aditivas tem vindo a ser executada de forma gradual, sendo um processo que depende, por um lado, da variação da tarifa de acesso, que é afetada pelos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, e por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.
- c. A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, condicionando o processo de convergência para as tarifas aditivas. A ERSE, ao abrigo do n.º 9 do art.º 4.º e pelo n.º 10 do art.º 5.º, ambos da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, pode determinar estes parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos três últimos anos.
- d. No âmbito do mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários, a ERSE definiu para a BTN no continente em 2019, um limite à variação máxima por termo tarifário de 1,5%, correspondente à taxa de inflação dos preços no consumidor.
- e. Constata-se no gráfico seguinte, e conforme refere a ERSE, que todas as variações das TVCF de 2019 são inferiores ou iguais à variação máxima referida no ponto anterior, evidenciando a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Verifica-se, ainda que para a globalidade dos consumos em BTN no mercado regulado, a variação tarifária das TVCF é igual em termos médios à variação tarifária que teria sido obtida caso se aplicassem diretamente as tarifas aditivas.



Fonte: ERSE

- f. A convergência tarifária para a BTN no continente, foi em termos globais, alcançada no ano de 2011, não tendo ainda sido atingida a aditividade plena por opção tarifária e preço por termo tarifário. No entanto, o CT reconhece a tendência de aproximação à aditividade total implícita nesta proposta, como se verifica nos gráficos seguintes.

Distância relativa da tarifa de venda a clientes finais face às tarifas aditivas



2. Convergência tarifária das Regiões Autónomas

- a. Em resposta a várias questões formuladas pelo CT sobre o processo de convergência das RA, a ERSE respondeu em 2 de novembro de 2018:

"A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes em Portugal Continental.

Como se encontra explicado na seção 7.3.1 do documento de "Tarifas e preços", existem variações tarifárias muito distintas da tarifa aditiva nos vários níveis de tensão (figura 7-25 a figura 7-29).

A tabela que se segue compara a variação tarifária, por nível de tensão, que resulta da aplicação da tarifa aditiva às quantidades de Portugal continental, da RAM e da RAA. Em cada nível de tensão observam-se variações tarifárias muito próximas entre Portugal continental e as regiões autónomas, com as diferenças de valores justificadas pelas diferenças nas estruturas de consumos.



| Tarifa Aditiva | | | |
|--------------------------------|------|------|------|
| Variação tarifária 2018/2019 | | | |
| | MT | BTE | BTN |
| Portugal Continental (MR + ML) | 6,3% | 2,3% | 0,4% |
| RAM | 6,8% | 2,5% | 0,4% |
| RAA | 6,6% | 2,4% | 0,2% |

A variação tarifária global na RAM e na RAA será naturalmente uma média ponderada das variações tarifárias por nível de tensão apresentadas na tabela anterior. Na proposta de tarifas e preços a variação tarifária global nas duas regiões autónomas é de 2.0%.

Importa ainda clarificar a razão para existir uma variação tarifária distinta na tarifa transitória de venda a clientes finais (TTVCF) - que assume na proposta de tarifas e preços um valor de 0.1% - comparativamente com a das tarifas aditivas. Em primeiro lugar, as TTVCF dizem respeito apenas ao mercado regulado em Portugal continental, enquanto as variações tarifárias da tarifa aditiva para Portugal continental se referem ao total de consumidores. Em segundo lugar, as TTVCF nos termos da legislação em vigor incluem um fator de agravamento em AT, MT e BTE, como mecanismo para incentivar a mudança para o mercado liberalizado. Na BTN não é aplicado qualquer fator de agravamento no quadro do regime equiparado.

Na MT e na BTE o fator de agravamento estabelecido para as tarifas em vigor em 2018 é de 21.30 €/MWh e 15.50 €/MWh, respetivamente. Na proposta apresentada ao CT para as tarifas de 2019 o fator de agravamento sofreu uma redução (para 14.54 €/MWh e 12.22 €/MWh), para permitir nestes níveis tensão uma variação idêntica à da BTN. Apesar disso, o nível da tarifa transitória de venda a clientes finais nestes níveis tensão é muito superior ao nível da tarifa aditiva.

As tarifas das Regiões Autónomas estão a convergir para as tarifas aditivas (tarifas eficientes de mercado) e não para as TTVCF. Apenas na BTN é que as TTVCF coincidem como as tarifas aditivas."

"Na perspetiva da ERSE a convergência tarifária deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária.

Na definição das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas a ERSE tem que conciliar duas dimensões: (i) a necessidade de assegurar a convergência tarifária com Portugal continental; e (ii) a necessidade de acautelar impactes tarifários significativos.

Em termos de preço médio a convergência tarifária é plena. Todavia, devido à necessidade de acautelar impactes tarifários não tem sido possível alcançar nem a convergência por opção tarifária, nem a convergência nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

Assegurar a convergência tarifária plena nas Regiões Autónomas implicaria os consumidores de MT observarem uma variação superior a 6%. Sendo esta uma variação média, porque consumidor a consumidor o impacte poderia ser muito superior."

"Os custos de produzir energia elétrica nas Regiões Autónomas são superiores ao custo de produzir energia elétrica em Portugal continental. A convergência tarifária permite assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica idênticos, em termos médios, aos preços pagos pelos consumidores no Continente.

Para que tal aconteça, as tarifas nas Regiões Autónomas devem observar uma variação média global de 2%, que é a resultante da aplicação das tarifas aditivas em Portugal continental às quantidades dos Açores e da Madeira. Uma variação tarifária inferior a 2%, nomeadamente de 1.5%, teria como consequência um preço médio nas Regiões Autónomas inferior ao que resulta da aplicação das tarifas



aditivas. Situação de difícil justificação, uma vez que a convergência tarifária implica que os consumidores de Portugal continental estão a subsidiar os consumidores das Regiões Autónomas, assumindo parte dos seus custos (na ausência deste mecanismo observar-se-ia em 2019 uma variação tarifária de 54.7% nos Açores e de 46.9% na Madeira).

Deste modo, não é possível aplicar uma variação máxima por termo tarifário de 1.5%. Por forma a limitar impactes tarifários acima do valor de 2% de variação média, em todos os níveis de tensão, a ERSE optou por não efetuar qualquer variação diferenciada de preços em 2019 nas Regiões Autónomas."

- b. O CT recomenda, visando o esclarecimento do processo de convergência tarifária das RA, que a análise apresentada pela ERSE passe a constar do capítulo *Análise da convergência tarifária* que integre o documento de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços, por se tratar de um complemento à informação anualmente disponibilizada.
3. **Proposta da ERSE de alteração da faturação das tarifas de acesso às redes na Iluminação Pública (IP)**
 1. A ERSE apresenta uma proposta de alteração à atual regra de faturação das tarifas de acesso às redes de Iluminação Pública (IP), com o seguinte enquadramento:
 - a. Em Portugal continental, a generalidade dos circuitos de IP são alimentados exclusivamente a partir de um único posto de transformação, verificando-se que em 94,6% dos postos de transformação (PT) se regista esta agregação física;
 - b. É referido pela ERSE que nos restantes 5,4% dos PT esta agregação física não existe na medida em que, por razões históricas, os circuitos de IP são alimentados a partir dos armários de distribuição;
 - c. Esta situação decorreu em parte da obrigação de medição de todos os circuitos de IP, introduzida em 2011, o que conduziu à instalação de contadores nos armários de distribuição e consequentemente à existência de situações com vários circuitos de IP a serem alimentados a partir do mesmo PT;
 - d. Este facto originou a existência de circuitos IP com um menor número de luminárias e consequentemente com menores valores de potência contratada, sendo geradora de diferenças de tratamento face à generalidade dos restantes PT, onde são aplicáveis as soluções técnicas normalizadas adotadas nos circuitos de IP;
 - e. Como consequência dos tratamentos diferenciados existentes, a ERSE refere que tem vindo a receber diversas reclamações dos municípios afetados pela decisão regulamentar de 2011, reconhecendo razão às reclamações apresentadas.
 2. A proposta da ERSE, no que concerne à faturação das tarifas de Acesso às Redes (TAR) para os circuitos de IP, corresponde à agregação num único ponto virtual por PT, de todos circuitos de IP.
 3. Esta regra de faturação permite que sejam resolvidas as desigualdades existentes, possibilitando aplicar em todo o território nacional os mesmos critérios resultantes das soluções técnicas normalizadas aplicáveis no terreno em circunstâncias análogas e nos termos definidos regulamentarmente, permitindo assim verificar os princípios da igualdade de tratamento e da não discriminação de consumidores.
 4. A ERSE estima que o impacte tarifário desta proposta corresponda a cerca de 0,3M€ (por redução dos pagamentos de acesso às redes relativos aos circuitos de IP), representando cerca de 0,3% da atual faturação das tarifas de acesso às redes aplicáveis na IP, apresentando a vantagem de uniformizar o tratamento tarifário da IP em todos os municípios, independentemente da tipologia da rede em cada caso concreto.



5. O CT considera positiva a normalização de procedimentos proposta, assim como os princípios da igualdade de tratamento e da não discriminação de consumidores.

B. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

1. A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas, dado transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.
2. As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem, neste sentido, refletir os custos dessas atividades, devendo os preços das tarifas serem determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.
3. Em 2017, dado o início de um novo período de regulação em 2018, a ERSE elaborou estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de energia, de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição nas tarifas de 2018, estrutura essa que se mantém no essencial em 2019.
4. O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do setor elétrico nacional, uma vez que todos são chamados a pagar a tarifa regulada, designada por tarifa de Acesso às Redes (TAR).
5. O CT constata que, para 2019, a proposta tarifária de acesso às redes observa uma variação em todos os níveis de tensão de -11.1%.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

| | Total | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|-----------------------------------|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tarifas de Acesso às Redes | -11,1% | -11,1% | -11,1% | -11,1% | -11,1% | -11,1% |

Fonte: ERSE

6. No quadro seguinte é apresentada a variação por atividade:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

| | Variação 2019/2018 |
|---|--------------------|
| Tarifa de Energia | 21,0% |
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | -0,3% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | -15,1% |
| Tarifas de Uso de Redes | -4,6% |
| Uso da Rede de Transporte | -11,1% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | -3,7% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | -4,6% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | -1,9% |
| Tarifas de Comercialização | 15,1% |

Fonte: ERSE

7. Relativamente ao efeito dos ajustamentos na estabilidade das tarifas, o CT tem reiteradamente recomendado à ERSE a necessidade de os preços fixados para a prestação de atividades reguladas



apresentarem uma maior aderência aos custos reais, de modo a assegurar decisões corretas por parte dos agentes económicos.

8. Nesse sentido o CT destaca que, a par da aprovação das tarifas a vigorarem para 2019, a ERSE propõe uma alteração regulamentar associada à metodologia de aprovação dos preços das tarifas:
 - a. De energia considerada na definição das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso em Portugal continental;
 - b. Das tarifas de venda clientes finais das RA;
 - c. Bem como das tarifas sociais de venda a clientes finais.
9. O CT reconhece que o aperfeiçoamento dos mecanismos de aquisição de energia com reflexo na tarifa de energia, vai de encontro ao contexto de volatilidade acrescida dos preços de eletricidade nos mercados grossistas e vem também combater efeitos prejudiciais para os consumidores para os comercializadores e, conseqüentemente, para todo o mercado.

C. MEDIDAS MITIGADORAS

1. O CT solicitou à ERSE a discriminação e quantificação das medidas mitigadoras na proposta de tarifas e preços, tendo recebido os dados constantes da tabela seguinte:

| Medida Mitigadora | Valor |
|---|------------|
| Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, e da Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro. | 163 362 m€ |
| Previsão de receita decorrente de transferência do FSSSE, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, para o SEN, deduzidas, à luz da prática do passado, do valor previsto para o sobrecusto CAE | 50 000 m€ |
| Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. | 27 416 m€ |
| Previsão do montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis no âmbito da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro. | 140 000 m€ |
| Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. | 41 000 m€ |

2. Na ausência de despacho do Secretário de Estado de Energia a fixar o valor a devolver pelos produtores, via EDPSU, o CT recomenda que a ERSE explicita o fundamento de incluir novamente o valor de 140M€. Caso esta devolução não se concretize, o CT alerta para um possível impacto no equilíbrio económico-financeiro da EDPSU.
3. Relativamente ao cálculo dos 41M€ do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, o CT depreende que a ERSE não considerou a totalidade do período de suspensão da aplicação do imposto do lado espanhol, mas apenas metade desse período até 5 de abril de 2019. Nesta linha de raciocínio, o CT recomenda que a ERSE fundamente esta decisão.

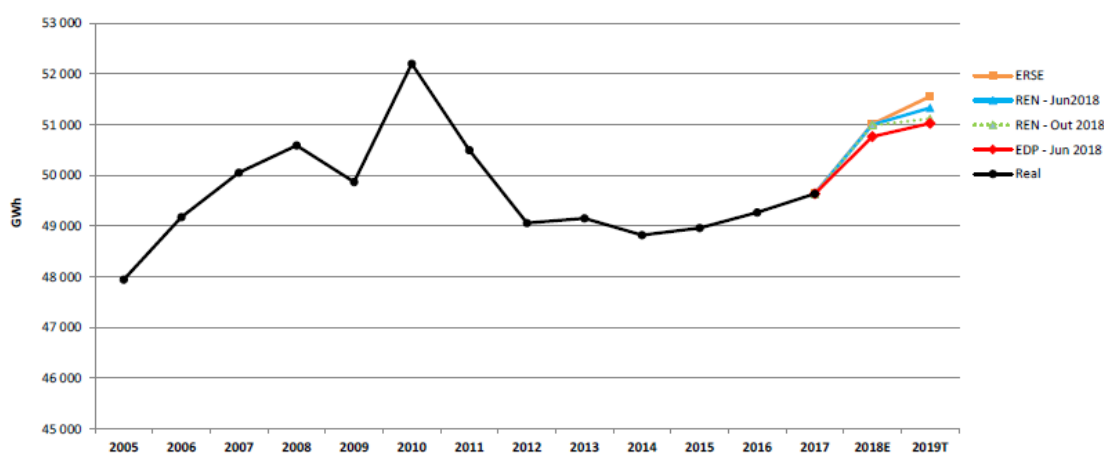
D. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2019

1. Evolução do consumo e previsões

- a. A recuperação do consumo de energia elétrica desde 2015 reflete as condições favoráveis de crescimento da atividade económica e da trajetória positiva do clima económico.

- b. A previsão de consumo de 2019 requer uma estimativa para 2018. Pare este efeito, a ERSE estima em 2018 um consumo referido à emissão cerca de 2,8% superior ao de 2017. Este consumo encontra-se ligeiramente acima das estimativas da REN (setembro 2018, +2,5%) e da EDP (junho 2018, +2,3%). O CT reconhece que todas as estimativas refletem uma redução da taxa de crescimento o que se considera prudente.
- c. O CT constata que as previsões da ERSE para 2019 são mais otimistas do que as apresentadas pelas empresas prevendo um acréscimo face a 2018 de 1,1% do consumo referido à emissão, atingindo 51,56TWh. Esta previsão está acima da previsão da REN de outubro e da previsão da EDP de junho, que apontam para um crescimento face a 2018 do consumo referido à emissão de 0,2% (51,12TWh) e de 0,5% (51,03TWh), respetivamente.

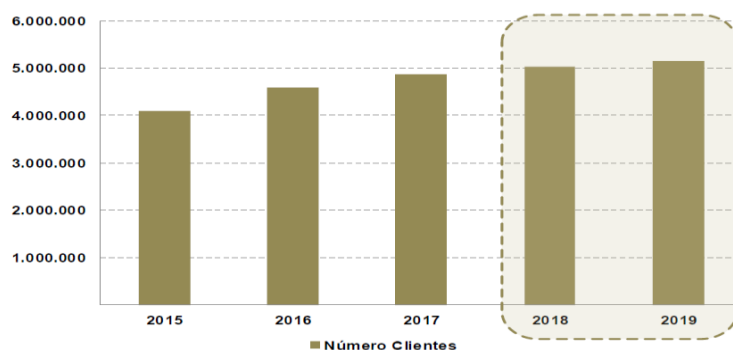
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019", out 2018

- d. O acréscimo no consumo final previsto pela ERSE ronda os 3,7% nos níveis de tensão (MAT/AT/MT/BTE) e os 5% em BTN, relativamente ao ocorrido em 2017.
- e. Neste contexto, o CT recomenda que seja considerada uma revisão da previsão da procura para 2019, em linha com a informação disponível mais atual.
- ## 2. Número de consumidores no mercado livre
- a. No final do mês de setembro de 2018, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 070 014, representando o seu consumo cerca de 94% do consumo total.
- b. O CT reconhece como fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre. É visível em 2018 o aumento do número de consumidores no mercado livre, como resultado da adesão dos consumidores às ofertas do mercado, bem como dos consumos associados.
- c. Adicionalmente, considerando a abertura legal à opção pelo regime equiparado às tarifas transitórias, o CT considera positivo o crescimento do número de consumidores no mercado livre pois reflete a competitividade e resposta das ofertas de mercado, devendo, contudo, ser adicionada informação sobre os clientes que, em mercado livre, optem pelas tarifas transitórias.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2018 e 2019



Fonte: ERSE, "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019", out 2018

E. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

1. Nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor (art.º 106.º), o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes deve permitir a cobertura da totalidade dos custos suportados com a aquisição de energia em mercado.
2. Os custos acima mencionados incluem, para além do preço base¹⁵⁶, os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes da aquisição do CUR em mercado¹⁵⁷.
3. Considerando a importância do custo da energia incluído na TTVCF para os clientes do mercado regulado, nomeadamente para os de BTN, mas também em termos de equilíbrio com o mercado livre, o CT tem manifestado nos seus pareceres ser seu entendimento que a fixação de tarifas deve ter em conta informação atualizada sobre os preços que se verificam nos mercados de futuros, bem como valores realistas para o prémio de risco de mercado, perfil de compra, serviços de sistema e desvios.
4. O CT relembra aliás que, no seu parecer à proposta de tarifas para 2018, recomendou à ERSE a reanálise do custo médio de aquisição do CUR previsto para esse ano tarifário (51,2 €/MWh), face à sua desadequação relativamente aos valores transacionados à altura nos mercados de futuros.
5. Ainda que dando razão ao CT, a ERSE reviu apenas ligeiramente em alta a sua previsão do preço médio de aquisição do CUR para 53,8 €/MWh¹⁵⁸, atualização que se veio a revelar largamente insuficiente tendo em conta a estimativa para 2018 que está a ser considerada na proposta tarifária de 2019 (63,3 €/MWh)¹⁵⁹.
6. É de salientar que a subestimação do custo da energia incluído na TTVCF contribuiu para a acumulação de um desvio significativo na atividade de CVEE FC (Atividade de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes), com um valor estimado de 45,6 M€ (com juros)¹⁶⁰ que será suportado por todos os consumidores de energia elétrica, através da tarifa de UGS, para além de ter penalizado consideravelmente a competitividade do ML.

¹⁵⁶ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-2 (61,00 €/MWh).

¹⁵⁷ Cf. *footnote* 12 do Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".

¹⁵⁸ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.

¹⁵⁹ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.

¹⁶⁰ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-74.



7. Na apreciação do CT, grande parte deste desvio poderia ter sido evitado¹⁶¹ caso a ERSE tivesse acrescentado um prémio de risco à sua projeção do preço de aquisição de energia em mercado, conforme previsto no n.º 3 do art.º 106.º do RT, na sua atual redação.
8. O CT reconhece que a ERSE adotou uma postura mais prudente na atual proposta tarifária, segundo a qual o custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR previsto para 2019 é de 65,5 €/MWh¹⁶², valor em linha com os preços dos contratos de futuros negociados na primeira semana de outubro de 2018 na plataforma do OMIP e com os restantes custos que o CUR incorre na aquisição de energia em mercado para fornecimento da sua carteira de clientes.
9. O CT nota, contudo, que o prémio de risco implícito no custo médio de aquisição proposto pela ERSE é virtualmente nulo.
10. Evidenciando a necessidade de melhorar a estimativa do custo da energia incluído na TTVC e de reduzir os valores dos desvios associados ao erro de previsão do preço médio de aquisição do CUR, a par da proposta tarifária, a ERSE submeteu a consulta pública uma revisão extraordinária do RT, que supõe o aprovisionamento antecipado, no mercado de futuros, de uma parte substancial da carteira de consumos do CUR e prevê a possibilidade de proceder a atualizações trimestrais da tarifa de energia, de modo a ajustá-la à evolução dos preços observada nos mercados grossistas.
11. Sem prejuízo de uma apreciação mais aprofundada a realizar em sede própria, o CT considera positiva a proposta da ERSE de reduzir a exposição do CUR à volatilidade dos preços no mercado spot e de garantir uma maior aderência da tarifa regulada aos preços efetivamente verificados nos mercados grossistas, tendo em atenção que está em linha com o defendido pelo CT.
12. Realça-se, finalmente, o mencionado pela própria ERSE no documento justificativo da proposta de alteração do RT, *"a existência de uma tarifa de energia do CUR desalinhada face aos preços de energia do mercado grossista é prejudicial tanto para os consumidores como também para os comercializadores e, conseqüentemente, para todo o mercado"*.

F. MERCADO LIBERALIZADO (ML)

1. O quadro evolutivo do número de clientes no mercado livre aponta para um valor médio global de cerca de 5,04 milhões clientes em 2018 e cerca de 5,16 milhões em 2019, o que resulta num número ainda significativo de consumidores em BTN no mercado regulado (mais de 1 milhão, cerca de 20%).
2. No que respeita às estimativas de consumo para 2018 e 2019, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 93,6% e 94,4% do consumo total.
3. Importa destacar que decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado, nos termos da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, até junho de 2018 regressaram 3 683 clientes ao mercado regulado, cf. Caracterização da procura de energia elétrica em 2019, pág. 3 – ERSE, sendo que durante o mesmo período, de acordo com os dados do OLMC (Relatórios de Estatísticas de Mercado) integraram o mercado livre 64.830 clientes.
4. Em 2018, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à prevista extinção das tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado.

¹⁶¹ Considerando os 3.449 GWh estimados como a quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR para efeitos do cálculo do ajustamento da atividade de CVEE FC referente a 2018 (Quadro 4-74), o erro de estimação do custo médio de aquisição do CUR (63,3 €/MWh - 53,8 €/MWh) resulta num desvio estimado de 32,8 M€.

¹⁶² Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6.



5. O CT reconhece a importância da existência de simuladores que permitem aos consumidores, avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis.

G. LICENCIAMENTO DE COMERCIALIZADORES E GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

1. Enquadramento

O número de consumidores que desde 2006 optaram pelo mercado liberalizado estimulou o crescimento do número de comercializadores a operar neste mercado.

O CT regista que no último ano e meio se verificou a insolvência de Comercializadores do mercado liberalizado, facto que resultou em perdas económicas para o Sistema Energético Nacional: mais de 4M€ de dívidas aos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição AT/MT.

O pagamento destas dívidas por todos os consumidores impõe a estes que assumam previsíveis lacunas procedimentais no processo de atribuição de licenças de comercialização e de gestão riscos e de garantias, que, a confirmarem-se, urge serem corrigidas.

Assim, admitindo o CT que o processo de licenciamento da atividade de comercialização e gestão de riscos no mercado liberalizado possa não estar a observar a prudência que seria desejável, é seu entendimento que a salvaguarda dos interesses dos consumidores, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma da integridade do SEN, impõe a sua garantia em duas vertentes indissociáveis:

- Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização;
- Gestão integrada de riscos e garantias.

2. Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização

Considera o CT ser imperioso e urgente garantir a gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.

3. Gestão integrada de riscos e garantias

- a. O modelo de gestão de riscos existente quer no setor elétrico, quer no setor do gás natural, assenta na prestação de garantias por parte dos agentes de mercado para com os operadores de redes e para com as entidades responsáveis por gerir os sistemas.
- b. A entrada em incumprimento de obrigações de pagamento por parte de comercializadores para com os operadores de rede determina a suspensão do contrato de uso das redes com o operador, que comunica o facto ao gestor de sistema, levando o comercializador em incumprimento a perder o estatuto de agente de mercado e a cessar todos os seus relacionamentos comerciais.
- c. Reconhecendo a necessidade de proceder à alteração e atualização do modelo de funcionamento da gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e do gás natural, nomeadamente quanto aos instrumentos de prestação de garantias, procedimentos para a prestação das mesmas, consequências do incumprimento de prestação de garantias, entre outros aspetos, a ERSE, lançou em outubro de 2016 uma consulta aos agentes.
- d. Posteriormente, na revisão regulamentar do setor elétrico, em 2017, foi consagrada no RRC, a existência de um modelo integrado de gestão de garantias, o qual deverá ser melhor concretizado através da publicação de subregulamentação.
- e. No último ano e meio observou-se o incumprimento de obrigações de pagamento por parte de algumas empresas comercializadoras que deixaram de reunir as condições necessárias para exercer a sua atividade. Esta situação conduziu a uma determinação da ERSE para que os clientes dessas empresas passassem a ser fornecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR),



assegurando desta forma que os clientes continuassem a ser regularmente fornecidos sem qualquer perturbação.

- f. Neste contexto, em 16 de julho foi publicada a Diretiva n.º [11/2018](#) da ERSE, sobre o regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN que procede a uma alteração ao modelo de gestão de riscos e garantias atualmente em vigor. Esta alteração tem caráter provisório até que seja publicada a subregulamentação prevista no RRC.
- g. O CT sublinha que na atual proposta de tarifas e preços para 2019 é já proposto o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos custos suportados pela EDP Distribuição (EDP D) com as dívidas de comercializadores, a que corresponde o montante de 2,7 M€.
- h. O CT nota ainda que, embora não esteja refletida nesta proposta de tarifas, o ORT dispõe, igualmente, de uma dívida que ascende a cerca de 1 M€¹⁶³.
- i. Tendo presente este contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta proposta de tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural, o CT considera urgente a criação de um quadro legal de gestão integrada das garantias.
- j. Por último, o CT considera que a atividade de gestor de garantias deve ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que permitiria uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados sugerindo, sugerindo para tal a *OMIClear* (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo).

H. TARIFAS DE ACESSO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

1. O CT constata que em 2019, no que respeita às tarifas de acesso para a mobilidade elétrica, manter-se-á a existência de duas modalidades tarifárias: bi-horária e tri-horária.
2. Manter-se-á também uma estrutura tarifária que contempla apenas uma componente de energia.
3. Reconhecendo o CT a necessidade de potenciar a mobilidade elétrica, com todas as vantagens que comporta, salienta, todavia, que a respetiva cobrança das tarifas de acesso à mobilidade elétrica deve ser implementada junto dos seus utilizadores, tanto nos postos de carregamento rápido, como nos postos de carregamento normal.
4. O CT relembra que as tarifas de acesso para a mobilidade elétrica só se vieram a repercutir nos utilizadores a partir de 1 de novembro de 2018, e apenas para os postos de carregamento rápido.
5. Tendo em conta que se tem vindo a verificar um aumento significativo na procura dos postos de carregamento¹⁶⁴ e que o seu financiamento tem sido assegurado através do OE, o CT entende que devem ser criadas as condições necessárias para que os não utilizadores deste serviço sejam desonerados do pagamento destes custos, cumprindo-se, assim, o princípio do utilizador-pagador.

I. TARIFAS DE ACESSO EM PORTUGAL CONTINENTAL

1. A variação das tarifas de acesso às redes depende das variações observadas nas tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e da variação da tarifa de uso global do sistema que é

¹⁶³ Informação prestada pelo ORT.

¹⁶⁴ Segundo dados da Mobi.E, no primeiro semestre de 2018 foram registados 223 000 carregamentos na rede Mobi.E, que dizem respeito a 2,3 GWh, mais 206%, face ao período homólogo.



- fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).
- Por outro lado, a aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema, tem como resultado variações tarifárias no acesso às redes muito diversas.
 - A proposta da ERSE para o ano 2019 prevê uma variação do preço médio das tarifas de acesso às redes da qual resulta, fundamentalmente, uma redução tarifária de -11,1%, que se pretende igual para todos os níveis de tensão.
 - Como se pode observar na figura seguinte, todas as parcelas da tarifa de acesso às redes apresentam reduções no preço médio entre 2018 e 2019, no mesmo sentido das variações tarifárias, sendo que é na tarifa de Uso Global do Sistema que se pode observar a redução tarifária mais acentuada (-15,1%).

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

| Tarifa | Preço médio 2018 | Preço médio 2019 | Variação do preço médio | Variação tarifária | Efeito consumo |
|--|--|--|-------------------------|--------------------|----------------|
| Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 180 mil € Quantidades: 45 297 GWh | 0,00003 €/kWh Receitas: 1 197 mil € Quantidades: 46 647 GWh | -1,5% | -0,3% | -1,2% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 0,0493 €/kWh Receitas: 2 231 099 mil € Quantidades: 45 297 GWh | 0,0414 €/kWh Receitas: 1 930 964 mil € Quantidades: 46 647 GWh | -16,0% | -15,1% | -1,0% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT | 0,0033 €/kWh Receitas: 6 929 mil € Quantidades: 2 131 GWh | 0,0028 €/kWh Receitas: 6 171 mil € Quantidades: 2 222 GWh | -14,6% | -10,0% | -5,1% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT | 0,0066 €/kWh Receitas: 286 769 mil € Quantidades: 43 165 GWh | 0,0058 €/kWh Receitas: 256 218 mil € Quantidades: 44 425 GWh | -13,2% | -11,1% | -2,3% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT | 0,0018 €/kWh Receitas: 78 907 mil € Quantidades: 43 165 GWh | 0,0017 €/kWh Receitas: 76 279 mil € Quantidades: 44 425 GWh | -6,1% | -3,7% | -2,5% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT | 0,0086 €/kWh Receitas: 311 949 mil € Quantidades: 36 386 GWh | 0,0080 €/kWh Receitas: 299 667 mil € Quantidades: 37 268 GWh | -6,2% | -4,6% | -1,7% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT | 0,0314 €/kWh Receitas: 681 170 mil € Quantidades: 21 678 GWh | 0,0308 €/kWh Receitas: 673 390 mil € Quantidades: 21 879 GWh | -2,0% | -1,9% | -0,1% |

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.



5. O CT regista esta diminuição mais acentuada das tarifas de acesso às redes que confirma a tendência já observada nas tarifas para 2018, após um período de sucessivos aumentos que levaram a que "os preços médios das tarifas de acesso às redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN tenham sofrido variações médias anuais nominais de 10,0%, 9,3%, 6,1%, 5,7% e 4,6%, respetivamente" entre 1999 e 2019.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Variação média anual | |
|-----|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------------|-----|
| MAT | real | 100 | 88 | 83 | 168 | 203 | 214 | 280 | 280 | 292 | 385 | -15 | 162 | 354 | 425 | 477 | 486 | 509 | 530 | 547 | 516 | 452 | 8% |
| | nominal | 100 | 91 | 89 | 187 | 235 | 254 | 343 | 354 | 380 | 482 | -20 | 217 | 475 | 568 | 652 | 671 | 717 | 757 | 793 | 758 | 674 | 10% |
| AT | real | 100 | 88 | 82 | 140 | 160 | 165 | 205 | 207 | 214 | 279 | 46 | 159 | 316 | 379 | 420 | 429 | 450 | 468 | 483 | 455 | 399 | 7% |
| | nominal | 100 | 91 | 88 | 157 | 185 | 196 | 250 | 261 | 279 | 369 | 62 | 214 | 424 | 506 | 574 | 583 | 633 | 669 | 700 | 669 | 595 | 9% |
| MT | real | 100 | 91 | 85 | 126 | 133 | 131 | 141 | 144 | 148 | 169 | 87 | 131 | 197 | 229 | 226 | 236 | 248 | 258 | 266 | 251 | 220 | 4% |
| | nominal | 100 | 94 | 91 | 141 | 153 | 155 | 172 | 182 | 193 | 224 | 116 | 176 | 265 | 307 | 308 | 326 | 349 | 368 | 385 | 369 | 328 | 6% |
| BTE | real | - | - | - | - | - | 100 | 104 | 110 | 113 | 135 | 96 | 126 | 151 | 176 | 180 | 195 | 205 | 213 | 220 | 207 | 182 | 4% |
| | nominal | - | - | - | - | - | 100 | 108 | 117 | 124 | 151 | 109 | 144 | 171 | 196 | 208 | 228 | 243 | 257 | 269 | 257 | 228 | 6% |
| BTN | real | - | - | - | - | - | - | 100 | 117 | 131 | 90 | 159 | 163 | 151 | 155 | 163 | 170 | 178 | 184 | 173 | 152 | 3% | |
| | nominal | - | - | - | - | - | - | 100 | 120 | 137 | 95 | 170 | 173 | 159 | 168 | 179 | 189 | 202 | 211 | 202 | 179 | 5% | |

6. Contudo, no quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos foram fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. Verifica-se também que as tarifas de uso das redes de distribuição e transporte se reduzem neste mesmo período, o que contribuiu para amenizar o impacto final da componente uso global do sistema nas tarifas de acesso às redes.
7. Assim, considera o CT relevante manter a trajetória observada de diminuição da tarifa de uso global do sistema, em particular na sua componente de CIEG, contribuindo deste modo para TAR tendencialmente mais baixas.

| Tarifas | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|-----------------------|-------|------|------|--------|--------|
| Acesso às redes | 6,3% | 6,2% | 4,7% | -4,4% | -11,1% |
| Uso das Redes | -8,6% | 2,3% | 3,9% | -11,6% | -4,6% |
| Uso Global do Sistema | 21,2% | 9,2% | 5,2% | 0,7% | -15,1% |

J. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

- O CT reitera a importância de ter em consideração a incerteza associada à trajetória de *phasing-out* da atividade de comercialização.
- Nesse sentido, e de modo a garantir o equilíbrio económico-financeiro do CUR, o CT defende que os correspondentes proveitos permitidos devem possibilitar a recuperação dos custos de comercialização, dos custos não controláveis e dos custos de aprovisionamento, com preços da energia projetados com base em pressupostos prudentes, incluindo prémio de risco, serviços de sistema, desvios de aquisição de energia elétrica e perfil da carteira de consumos.
- O CT relembra que no anterior período de regulação, a ERSE incluiu no RT uma componente de custos não controláveis na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR (art.º 109.º na sua atual redação).
- Em conformidade, em 2016 e 2017 a ERSE considerou uma componente de custos não controláveis de 1,5 M€ no cálculo dos proveitos permitidos anuais da atividade de comercialização.
- Contudo, sem que a ERSE apresentasse fundamentação concreta que o justificasse, as tarifas para 2018 não previram qualquer valor para esta componente dos proveitos permitidos do CUR, a que



acresce o facto de ter sido retirada à empresa a margem atribuída em 2016 em sede do ajustamento definitivo da atividade de comercialização.

6. Neste contexto, no seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2018, o CT solicitou uma clarificação das regras subjacentes ao estabelecimento da componente de custos não controláveis no cálculo dos proveitos permitidos anuais.
7. Em resposta à solicitação, nos comentários ao parecer do CT à proposta de tarifas para 2018, a ERSE esclarece que *"Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacte dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso."*
8. O CT considera o esclarecimento prestado insuficiente e recomenda que a ERSE procure explicitar qual considera ser o nível de *"rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso"*, medido pelo seu EBIT, que determina a não-aceitação da parcela de custos não controláveis nos proveitos permitidos do CUR, propondo de novo que seja definida uma regra clara para o seu estabelecimento.

K. PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

1. Constata o CT a referência nos proveitos da DEE¹⁶⁵ de: *"Não considera a devolução de amortizações ocorridas entre 2012 e 2017, referentes a imóveis vendidos nesse período. Esta situação encontra-se em avaliação."*
2. No pedido de esclarecimentos complementares à ERSE, o CT solicitou detalhe sobre esta nota que corresponde à amortização e remuneração de ativos fixos, entretanto vendidos pelo ORD, num período de 5 anos.
3. A ERSE informou o CT: *"Perante a indicação por parte da EDPD¹⁶⁶, pela primeira vez, da existência dum montante a devolver à tarifa, a ERSE, ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo, decidiu aprofundar os motivos subjacentes, de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deverá ser devolvido à tarifa."*
4. O CT concorda com a decisão da ERSE, aguardando que lhe seja dado conhecimento da conclusão deste processo.
5. O CT verificou, também, a referência nos proveitos da DEE para 2019 de uma verba de 3,3 M€ de devolução às tarifas de proveitos suplementares associados a aluguer de equipamentos em BT a empresas de telecomunicações realizado entre 2015 e 2017 em cumprimento de Legislação Comunitária.
6. A ERSE não define nem fundamenta o critério de afetação destes proveitos suplementares.
7. A ERSE informou o CT (resposta da ERSE a pergunta efetuada no âmbito da 65.ª consulta pública) de que nos futuros contratos de concessão em BT será definida a partilha com os clientes do SEN, bem como com os municípios, dos ganhos reais obtidos pelo ORDBT, após auditoria, pelo aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, nas seguintes condições: *"O operador de comunicações eletrónicas que utilize as infraestruturas das redes de distribuição para alojamento de redes de comunicações eletrónicas deverá pagar uma contrapartida ao concessionário da rede BT de acordo com a metodologia a ser definida em Regulamento a aprovar pela Autoridade Nacional de*

¹⁶⁵ Footnote 1, pág.141 do quadro 4-52 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".

¹⁶⁶ Em nota constante nas suas contas reguladas reais de 2017.



Comunicações (ANACOM), mediante parecer vinculativo a emitir pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), incluindo os valores a receber pelo município."

8. Assim, o CT recomenda à ERSE que diligencie junto da ANACOM no sentido de ser elaborado e aprovado regulamento que defina a metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações pela utilização de infraestruturas elétricas em BT.
9. Considerando que os atuais contratos de concessão de distribuição de eletricidade em BT têm datas de término desfasadas, sendo as mais tardias em 2026, o CT entende que se justifica a criação das condições regulamentares necessárias à justa remuneração do SEN, já para 2019.

L. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

1. No território continental operam nas redes elétricas de distribuição em baixa tensão 11 operadores, 10 dos quais atuam exclusivamente na baixa tensão.
2. Estes ORD que operam exclusivamente em BT – 8 cooperativas, uma casa do povo e uma junta de freguesia – não têm tido regulação direta, uma vez que lhes têm sido aplicadas as tarifas de acesso às redes definidas para o todo nacional.
3. A energia elétrica é entregue a estes ORDBT pelo ORD AT/MT, em postos de transformação que integram as suas concessões.
4. A tarifa definida para esta entrega foi, até 2017, a aplicável aos demais consumidores ligados nas redes com o mesmo nível de tensão, a média tensão.
5. Na "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018", a ERSE introduziu uma primeira alteração à situação até então existente. De forma coerente, na proposta agora sujeita a parecer, a ERSE efetuou a segunda alteração no mesmo sentido.
6. Não obstante, e considerando o que também expressou no parecer que emitiu sobre as concessões em baixa tensão¹⁶⁷, o CT exorta à definição urgente de um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG¹⁶⁸.

M. TARIFA SOCIAL (TS)

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, que constitui um apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016 e é aplicável:
 - a. aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção,
 - b. aos beneficiários do subsídio social de desemprego,
 - c. aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez,
 - d. aos beneficiários da pensão social de velhice e
 - e. aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que integrem um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a 5.808€, acrescido de 50 %

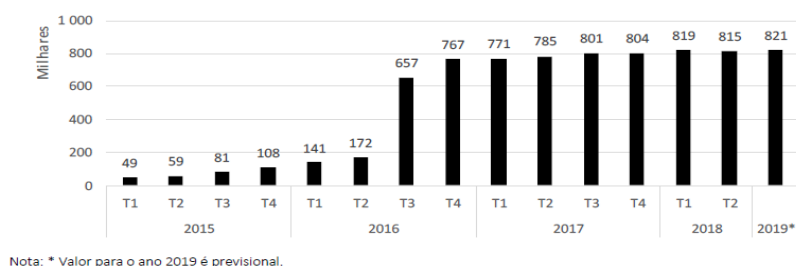
¹⁶⁷ [Parecer](#) de 17/setembro/2018, referente à 65.ª Consulta Pública.

¹⁶⁸ Cf. parecer CT 15/novembro/2017.

por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o que permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou mercado livre, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.
3. O número de famílias que beneficiam da tarifa social cresceu acentuadamente durante o terceiro trimestre de 2016 devido a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um carácter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor, medida de há muito reclamada pelo CT. A lista de beneficiários é elaborada pela DGEG e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

Figura 2-7 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Fonte: DGEG

4. Esta estimativa de acréscimo do n.º de beneficiários da tarifa social é realizada num quadro em que o desemprego regista valores historicamente baixos e decrescente nos últimos anos. Por este facto o CT, face à estimativa apresentada, recomenda que seja fornecida informação mais detalhada, designadamente, por tipo de beneficiário.
5. É de salientar que o custo com a aplicação da tarifa social é suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário do Continente, definidos no art.º 4.º do Decreto-Lei nº 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei nº 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da potência instalada de cada um.
6. A ERSE, na sua proposta de tarifas e preços para a energia em 2019, prevê que os custos com a tarifa social ascendam, em 2019, a cerca de 114,2M€ (Continente e Regiões Autónomas).



Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2019 pelos produtores em regime ordinário

| | Tarifa Social 2019 | | |
|----------------------------------|---|---------------|---------------------|
| | Potência p/ repartição de Tarifa Social | | Valor por empresa |
| | MW | % | 10 ⁶ EUR |
| EDP Produção | 9 429,1 | 74,9% | 85 455,5 |
| Centrais com CMEC | 2 511,5 | 20,0% | 22 796,1 |
| Centrais com GP | 3 580,0 | 28,5% | 32 561,3 |
| Restantes centrais | 3 337,6 | 26,4% | 30 108,1 |
| Energas | 845,0 | 6,7% | 7 666,7 |
| Centrais com GP | 845,0 | 6,7% | 7 666,7 |
| Tejo Energia | 615,0 | 4,9% | 5 579,6 |
| Centrais com CAE | 615,0 | 4,9% | 5 579,6 |
| Turbogás | 1 057,1 | 8,4% | 9 590,8 |
| Centrais com CAE | 1 057,1 | 8,4% | 9 590,8 |
| Hidroelétrica do Guadiana | 507,4 | 4,0% | 4 603,4 |
| Centrais com GP | 257,4 | 2,0% | 2 335,3 |
| Restantes centrais | 250,0 | 2,0% | 2 268,1 |
| Green Vozes | 74,7 | 0,6% | 677,7 |
| Centrais com GP | 74,7 | 0,6% | 677,7 |
| Pubble Hydro | 33,2 | 0,3% | 301,0 |
| Restantes centrais | 33,2 | 0,3% | 301,0 |
| EN Alto Tâmega e Balsem | 11,8 | 0,1% | 107,1 |
| Restantes centrais | 11,8 | 0,1% | 107,1 |
| Município Ribeira de Pena | 10,5 | 0,1% | 95,2 |
| Restantes centrais | 10,5 | 0,1% | 95,2 |
| HOE Hidroelétrica | 9,8 | 0,1% | 88,9 |
| Restantes centrais | 9,8 | 0,1% | 88,9 |
| Total | 12 583,6 | 100,0% | 114 566,0 |
| Centrais com CMEC | 2 511,5 | 20,0% | 22 796,1 |
| Centrais com CAE | 1 672,1 | 13,3% | 15 170,4 |
| Centrais com GP | 4 766,1 | 37,9% | 43 241,0 |
| Restantes centrais | 3 633,9 | 28,8% | 32 968,4 |

7. Em conclusão, o CT considera que seria útil a explicação da evolução do número de beneficiários e do inerente custo associado desde 2017.
8. Atenta a importância e impacto da tarifa social no combate à pobreza energética, o CT insta a ERSE a promover o acompanhamento desta medida social.
9. O Despacho n.º 9217/2018, de 1 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer que o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2019, deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.
10. Este desconto é determinado pela diferença entre as TAR e as correspondentes tarifas sociais de acesso às redes, incidindo "preferencialmente" no preço de potência contratada em €/kVA, de modo a promover uma utilização racional da energia. Neste aspeto particular, o CT reitera a importância de a incidência ser exclusivamente no termo de potência.
11. A tarifa social de venda a clientes finais do Comercializador de Último Recurso (CUR) a vigorar em 2019 apresenta-se nos quadros seguintes:

**Quadro 4-44 - Preços da tarifa social de venda a clientes finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 em Portugal continental**

| TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA) | | PREÇOS | |
|--|---------------------|-----------|-----------|
| Potência | (kVA) | (EUR/mês) | (EUR/dia) |
| Tarifa simples, bi-horária e tri-horária | 3,45 | 0,44 | 0,0145 |
| | 4,6 | 0,42 | 0,0137 |
| | 5,7 | 0,39 | 0,0128 |
| | 6,9 | 0,36 | 0,0118 |
| Energia ativa | | (EUR/kWh) | |
| Tarifa simples | | 0,1309 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,1647 | |
| | Horas de vazio | 0,0694 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,1917 | |
| | Horas de cheias | 0,1415 | |
| | Horas de vazio | 0,0694 | |

* RRC art. 119.º, n.º 6

| TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA) | | PREÇOS | |
|--|---------------------|-----------|-----------|
| Potência | (kVA) | (EUR/mês) | (EUR/dia) |
| Tarifa simples, bi-horária e tri-horária | 1,15 | 1,04 | 0,0341 |
| | 2,3 | 1,45 | 0,0476 |
| Energia ativa | | (EUR/kWh) | |
| Tarifa simples | | 0,1118 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,1647 | |
| | Horas de vazio | 0,0694 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0,1917 | |
| | Horas de cheias | 0,1415 | |
| | Horas de vazio | 0,0694 | |

* RRC art. 119.º, n.º 6

FONTE: Proposta de tarifas e preços para 2019 Pág. 151

12. O CT observa que o custo por kVA diminui com o aumento da potência contratada, o que se afigura colidir com o conceito de tarifa social e não está, seguramente de acordo com o princípio de utilização racional de energia elétrica.

N. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

1. Nos termos do RRC em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo propostas das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado em anos anteriores pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que tem vindo a seguir, designadamente a atualização do preço aplicável, atenta a justificação apresentada pelas empresas e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação de serviço.
3. Nas RA, os preços a vigorar em 2019 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast- Spring 2018*, da Comissão Europeia, ou seja, 1,5%, com a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora a qual mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.
4. Também é idêntico em todo o País o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais, sendo calculado a partir do valor do deflator implícito do consumo privado de 1,5%, sobre os valores em vigor. Configura-se neste serviço a única situação em que a ERSE não acolhe uma proposta das empresas, concretamente a da EDP Distribuição, que propunha a atualização de preços mediante a aplicação do deflator constante do Programa de Estabilidade 2018/2022 do Ministério das Finanças (1,4%) e não do contido no *European Economic Forecast- Spring 2018* (1,5%).
5. Quanto aos preços por leitura extraordinária, nas RA, os preços em vigor em 2019 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2018, de acordo com o pressuposto de atualização. As variações no



continente resultam do aumento de 0,2% do preço de leitura extraordinária no caso de clientes de BTN.

6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica no continente, verifica-se que a entidade concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração aos valores vigentes, pelo que, para as instalações em MAT se mantêm em 2019 os preços em vigor de 2018. Relativamente a outros níveis de tensão (AT, MT e BT) verifica-se um aumento médio de 0,2%. Por outro lado, o preço para as RA mantém a mesma lógica de atualizarem à taxa de 1,5% em relação ao ano transato.
7. O CT alerta para o facto de que, pelo menos em alguns serviços, a tendência no continente tem sido a de reduzir custos ao consumidor, ao longo dos últimos anos, nomeadamente em relação à leitura extraordinária, relativamente à qual o concessionário reconheceu interesse próprio e aceitou dividir os custos com o consumidor. A manter-se de futuro a lógica que tem presidido à atualização de preços nos Açores e na Madeira, seguramente estaremos muito próximos de uma situação de discriminação negativa dos consumidores destas duas regiões. Aliás esta situação começa a ser notória relativamente ao que diz respeito aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento (exceção feita aos preços praticados em MT) e às leituras extraordinárias em sábados, domingos e feriados.
8. Por não estar devidamente fundamentada a diferença entre a subida de preços no continente e nas RA, nomeadamente em relação às intervenções de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento de fornecimento, o CT entende que, à semelhança do que a ERSE fez em relação à ativação de fornecimento de instalações eventuais, em que aceitou a proposta das RA e aplicou-a à atualização de preços para o continente, também deveria aceitar a taxa de esforço pedida aos consumidores do continente (0,2%) e aplicá-la à atualização de preços nas RA, para os serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento de fornecimento.

O. QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O CT, não obstante atribuir grande importância à qualidade de serviço do setor elétrico, entende não abordar este tema no quadro da discussão da proposta de tarifas em apreço, em virtude de a ERSE apenas ter publicado o Relatório da Qualidade de Serviço na vertente da Qualidade Técnica, encontrando-se ainda por publicar o Relatório da Qualidade Comercial.
2. Neste contexto, o CT recomenda à ERSE que desenvolva esforços para que, no futuro, seja publicado um relatório único com ambas as vertentes da Qualidade de Serviço.

III

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

1. O fornecimento de eletricidade sofreu, em setembro de 2011, um agravamento do IVA da taxa mínima para a taxa máxima, alteração excecional que foi determinada pela situação de grave crise económica que, desde 2008, afetou Portugal e a Europa.
2. O CT já havia recomendado que a ERSE, pese embora não tenha poderes legislativos, desenvolvesse junto do legislador as diligências necessárias tendentes à aplicação da taxa mínima de IVA à eletricidade atendendo à finalização do programa de ajuda externa, aos sinais de retoma da economia e de crescimento económico e ainda a que se trata de um serviço público essencial.



3. A proposta de lei n.º 385/2018, de 13 de outubro (proposta de Lei do Orçamento do Estado para 2019), no seu Artigo 213.º, n.º 5 e 6 - Autorizações legislativas no âmbito do IVA - vem estabelecer que:

"...5 - Fica ainda o Governo autorizado a prever a aplicação da taxa reduzida prevista na alínea a) do n.º 1 e no n.º 3 do artigo 18º do Código do IVA a parte de montante certo da contrapartida devida pelos fornecimentos de eletricidade e gás natural paga pela adesão às respetivas redes, mantendo a aplicabilidade da taxa normal ao montante variável a pagar em função do consumo.

6 - O sentido e extensão da autorização legislativa prevista no número anterior são os seguintes:

- a. *Alterar a Lista I anexa ao Código do IVA no sentido de permitir a tributação à taxa reduzida de IVA da componente fixa dos fornecimentos de eletricidade e de gás natural correspondente, respetivamente, a uma potência contratada que não ultrapasse 3,45 kVA e a consumos em baixa pressão que não ultrapassem os 10 000 m3 anuais;*
- b. *Delimitar a aplicação da taxa reduzida prevista na alínea anterior de modo a reduzir os custos associados ao consumo da energia e a proteger consumos finais."*
4. O CT, ao considerar que a taxa de IVA reduzida é a única aplicável a um serviço público essencial, não compreende que a redução preconizada não abranja a totalidade dos escalões de potência, nem a componente de consumo de energia.

B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

5. A contribuição para o audiovisual (CAV) foi criada pela Lei n.º 30/2003, de 22 de agosto, que aprovou o modelo de financiamento do serviço público de radiodifusão e de televisão.
6. Este diploma veio determinar que o financiamento do serviço público de radiodifusão é assegurado por meio da cobrança da contribuição para o audiovisual a incidir sobre o fornecimento de energia elétrica para uso doméstico, sendo devida mensalmente pelos respetivos consumidores.
7. A proposta de OE para 2019, estabelece, no art.º 252.º, que os valores mensais da contribuição para o audiovisual irão manter-se no ano de 2019.
8. O CT regista a proposta de manutenção do valor da CAV, considerando, no entanto, em linha com as posições anteriormente assumidas, que esta contribuição não deve estar associada à fatura de eletricidade, em nome da transparência e por ausência de conexão com o serviço de fornecimento de energia elétrica.

C. SALDOS DE GERÊNCIA

9. O Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, que alterou e republicou os Estatutos da ERSE, veio consagrar no seu art.º 5º, n.º 1, *que os saldos de gerência acumulados até ao final do exercício de 2009, nos termos do art.º 8.º do Lei n.º 12-A/2010 de 30 de junho, deverão ser transferidos pela ERSE para o Estado, por terem sido considerados receita geral do Estado para o ano de 2010.*
10. Por outro lado, o n.º 2 da norma acima referida explicita que os saldos de gerência apurados nos termos da norma acima mencionada deverão reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, nos termos também do n.º 6 do art.º 50.º dos Estatutos da ERSE.
11. O CT regista que desde o ano de 2009 foram acumulados saldos de gerência, até ao momento não devolvidos às tarifas nos termos regulamentares aplicáveis, não obstante as diligências desenvolvidas pelo Conselho de Administração da ERSE.
12. O CT reitera a necessidade de que se continuem a desenvolver todos os esforços com vista à concretização da devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE desde há vários anos, até



porque esta devolução terá um impacto positivo na formação das tarifas contribuindo para o seu desagravamento.

D. ESTUDO PREVISTO NO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 JUNHO

1. Nos termos do art.º 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, deverá o CT ser consultado com vista à emissão de parecer relativo *ao estudo sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica*¹⁶⁹.
2. Por carta datada de 12/10/2017, dirigida ao CA da ERSE, o CT informou da sua pretensão em emitir parecer autónomo relativo ao estudo acima mencionado.
3. Pelo CA da ERSE foi dado conhecimento ao CT de uma proposta de termos de referência para o estudo.
4. Pela importância que atribui a este estudo, que não foi até à data disponibilizado, o CT reitera o seu entendimento que deverá ser consultado neste procedimento, nos termos do já referido diploma legal.

IV CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2018.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 311 e ss.

¹⁶⁹ Cf. parecer CT de 15/novembro/2017.

**◆ Resposta da ERSE ◆**

I

GENERALIDADE**I A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS**

A ERSE regista a posição do CT sobre a comunicação dos impactos tarifários. O exercício de comunicação de impactos tarifários pretende de uma forma simplificada fornecer informação sobre uma proposta de tarifas, que é naturalmente complexa. Assim, nesse exercício de comunicação nem sempre é possível incluir toda a informação que se encontra publicada nos documentos que fundamentam as tarifas e preços a vigorar.

Na comunicação dos impactos tarifários foi privilegiada, este ano, a comunicação das tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores, independentemente de serem fornecidos pelos comercializadores do mercado livre ou pelos comercializadores de último recurso. Devido ao elevado peso que os Custos de Política Energética e Interesse Económico Geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou-se igualmente relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema (fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

Adicionalmente, a ERSE considerou importante destacar também informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso e sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN).

I B. EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos CIEG. Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG e o controlo da sua trajetória futura encontra-se fora das competências da ERSE, dependendo, maioritariamente, de decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética. Ainda assim, importa referir que a evolução destes custos e a sua influência na sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) são acompanhados de perto pelo Regulador, sendo as potenciais consequências associadas às obrigações de pagamento desses custos, pelos utilizadores das rede e consumidores, divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.

Relativamente aos valores globais dos CIEG nos próximos anos, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre este tema.

I C. CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

O apuramento dos impactos associados à passagem do regime dos CAE para o regime dos CMEC foi um exercício realizado pela ERSE, fora dos processos tarifários e no seguimento do despacho do Secretário de Estado da Energia (SEE), de 12 de julho de 2017, que teve como ponto de partida o parecer da ERSE ao projeto de Decreto-Lei dos CMEC, de maio de 2004. A ERSE reavaliou um conjunto de situações que haviam sido suscitadas no parecer elaborado em 2004, que, de acordo com os pressupostos considerados no estudo de 2017, foram quantificados em 510 milhões de euros no período decorrido entre o início da aplicação dos CMEC até 2016. Em resultado deste estudo não foram repercutidos nas tarifas de 2018 ou de 2019 quaisquer montantes.

Já o montante de 285 milhões de euros, resulta de um procedimento desencadeado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) em cumprimento do Despacho do SEE, de 5 de dezembro de 2017, proferido na sequência da resposta às questões colocadas pelo SEE sobre o regime jurídico dos CMEC nos pareceres



n.ºs 23/2017 e 24/2017 do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República, que foram homologados. Com base nos fundamentos nele expostos, foi determinado, entre outros, que a DGEG, em articulação com a ERSE, apurasse: "... se foram ponderados no cálculo dos CMEC e dos respetivos ajustamentos, aspetos inovatoriamente definidos nos acordos de cessação dos CAE, em termos que permitam aferir da validade dos atos administrativos praticados e, no caso de existir alguma invalidade, apurar o impacto financeiro que os mesmos tiveram" [cf. despacho do SEE, de 5 de dezembro de 2017]. Concluído o procedimento pela mencionada entidade competente, foi proferido Despacho pelo SEE, a 29 de agosto, que resultou na identificação de aspeto inovatório, quantificado em 285 milhões de euros, associado ao cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado nas centrais com CMEC. Como resulta daquele despacho e do subsequente despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), "a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara."

Estando a ERSE no seu papel de regulador do Setor Elétrico obrigada, entre outros aspetos, a fazer cumprir os diversos diplomas legais aplicáveis, bem como as decisões administrativas que cabem ao Governo., tendo presente o estabelecido nos citados Despachos, e não se conhecendo decisão em sentido diverso, o montante em causa, de 285 milhões de euros, tem de ser devolvido pela EDP Produção aos consumidores por via tarifária, o que, dada a dimensão do montante em causa, será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento, por ser o único modo compatível com o sistema tarifário, num quadro de relativa estabilidade tarifária.

Relativamente à parcela de acerto da revisibilidade anual de 2017 não foi considerado qualquer montante, uma vez que não ocorreu à data a devida homologação por parte do membro do Governo responsável pela energia.

A ERSE concorda com a posição do CT no que respeita ao procedimento para reconhecimento da parcela relativa à renda do ajustamento final dos CMEC e sua apresentação nos quadros, pelo que na versão final das tarifas de 2019 será efetuada a transferência dessa parcela e do respetivo ajustamento de faturação para a parcela de acerto.

Relativamente ao capítulo específico relativo aos CMEC, o mesmo já se encontra contemplado no documento de "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019". No entanto, conforme solicitado pelo CT, a ERSE irá completar esse capítulo com um quadro resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC considerados em tarifas no passado e os montantes a reconhecer até tarifas de 2027.

I D. INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de desenvolvimentos sobre o novo modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previsto no artigo 3.º da Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, não sendo, portanto, possível identificar os eventuais impactos resultantes da sua aplicação, conforme solicitado pelo CT.

A propósito do acréscimo dos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas de 2019, face ao custo real da interruptibilidade ocorrido em 2017, que de acordo com o citado no parecer do CT atingiu 6,14%, salientam-se os seguintes aspetos:

- Os valores de interruptibilidade repercutidos nas tarifas de determinado ano incorporam a previsão dos custos com o serviço de interruptibilidade para esse ano, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, e a variação do custo com o serviço de interruptibilidade resultante da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 referente ao ano anterior, acrescido dos encargos financeiros



previstos nesta Portaria. Para ambas estas parcelas, os valores usados pela ERSE no cálculo tarifário de 2019 foram os valores previstos pela REN. Deste modo, a comparação efetuada pelo CT entre o custo da interruptibilidade ocorrido no ano de 2017 e o valor repercutido nas tarifas de 2019 não considera o desfasamento de um ano na repercussão da variação do custo de interruptibilidade decorrente da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013;

- De acordo com a legislação vigente, o valor do serviço de interruptibilidade pago a cada prestador, depende de variáveis associadas às suas instalações, como sejam a potência tomada mensalmente, potência anual contratada, a energia total consumida e a energia em horas de cheio e ponta. A alteração ao longo do tempo destas variáveis é o principal fator justificativo para as diferenças nos custos com interruptibilidade.

No caso particular dos prestadores de serviço de interruptibilidade abrangidos pela Portaria n.º 215-A/2013, a determinação do valor a pagar incorpora, adicionalmente, a utilização de um parâmetro dependente do preço da energia elétrica no mercado (Peh), que é definido trimestralmente. Assim, a evolução dos preços de mercado também se reflete nos custos com interruptibilidade repercutidos nas tarifas.

Como contributo para a reorganização dos vários mecanismos de mercado e administrativos, a ERSE realizou e publicou o estudo que intitulou "Instrumentos para a participação da oferta e da procura na gestão do sistema elétrico nacional".

I E. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN CONSTANTES DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO DO ESTADO 2019

O entendimento da ERSE sobre o artigo 224.º da proposta de OE é que os montantes coletados através das novas taxas serão afetados ao FSSSE. A reversão para o SEN de 50% das verbas coletadas por via destas taxas ocorrerá através das transferências efetuadas por este fundo para o SEN, que deverão acrescer aos montantes previstos no Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, na redação proposta no artigo 256.º da proposta de OE para 2019, designadamente aos que resultam do produto da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE). Neste contexto legislativo, estes montantes serão alocados de acordo com decisões do Governo (vide ponto seguinte).

A ERSE toma nota da posição do CT de que os montantes resultantes das novas taxas devam ser transferidos integralmente para os credores do défice tarifário e não através das tarifas. Todavia, importa salientar o efeito limitado desta medida, tendo em conta que a grande maioria da dívida tarifária já se encontra titularizada.

I F. FUNDO DE SUSTENTABILIDADE SISTÉMICA DO SETOR ENERGÉTICO (FSSSE)

A ERSE regista os comentários do CT relativos aos desvios das transferências do FSSSE para o SEN em relação aos valores previstos nos sucessivos cálculos tarifários. Sobre este aspeto, a ERSE tem evidenciado nos seus documentos o facto dos montantes previstos não serem recebidos na totalidade, dando origem a ajustamentos significativos na atividade regulada onde são considerados, os quais incidem, em última instância, sobre os utilizadores das redes e consumidores de energia elétrica. Adicionalmente, a ERSE tem manifestado junto do Governo a necessidade de conhecer com antecedência suficiente os valores das transferências provenientes do FSSSE, de modo a que os valores possam ser incluídos nos cálculos tarifários com o devido respaldo legal.

As alterações ao Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que constam da proposta de Orçamento de Estado para 2019, já contemplam em parte as preocupações da ERSE, ao referir no número 3 do artigo 7.º, que as entidades gestoras do FSSSE (Direção-Geral do Tesouro e Direção-Geral de Energia e Geologia) devem dar a conhecer à ERSE as previsões dos montantes das receitas do FSSSE a alocar às tarifas de cada ano, até 15 de setembro.



Entretanto, foi dado conhecimento à ERSE do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 30 de novembro, que estabelece os valores da CESE a afetar à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN de 154 M€ e um montante adicional de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, no âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) de 35 M€, ambos com incidência nas tarifas de 2019.

Pela alteração que introduzia aos pressupostos da proposta sobre a qual o CT deu parecer, em 4 de dezembro, a ERSE entendeu dar a conhecer ao CT este despacho e elaborou para informação reservada apenas ao Conselho uma síntese dos seus potenciais impactes sobre a proposta de tarifas e não, como salientou, no cálculo definitivo das tarifas para 2019 cujos trabalhos, incluindo a análise das sugestões do CT estavam então, como é sabido, em curso e podem implicar outros ajustamentos com impactes.

I G. DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DE DÍVIDA

A ERSE regista o reconhecimento por parte do CT das ações desenvolvidas em prol da sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional (SEN).

No entanto, apesar da sua redução para cerca de 3,2 mil milhões de euros, a dívida tarifária do SEN continua bastante elevada, pelo que a sua redução não poderá deixar de constituir uma das principais preocupações da ERSE. Enquanto a dívida tarifária mantiver dimensões semelhantes às que verifica atualmente, qualquer possibilidade de voltar a reduzir as tarifas no futuro, com impactes positivos nos anos subsequentes, deverá ser conjugada com a redução da dívida, de forma a assegurar a sustentabilidade financeira do setor elétrico no médio e longo prazo.

I H. TARIFAS TRANSITÓRIAS

Conforme referido pelo CT, o aprofundamento do mercado livre é um caminho contínuo e constante. O desenvolvimento e adesão dos consumidores de BTN ao mercado liberalizado tem-se revelado prudente, permitindo que os consumidores por mote próprio e em função dos argumentos do mercado possam escolher o seu comercializador. O mercado liberalizado da energia tem-se revelado, igualmente, atrativo para os comercializadores considerando o número sempre crescente de novos comercializadores entrantes.

Para a ERSE, o desafio do mercado liberalizado passa por manter os níveis de confiança dos consumidores no mercado, alicerçados quer nos níveis de qualidade de serviço associados à mudança de comercializador e aos serviços prestados, quer no funcionamento adequado e robusto dos novos comercializadores de mercado. A ERSE considera essencial as empresas comercializadoras privilegiarem ações de investimento que lhes garantam condições económicas equilibradas, adotando estratégias económicas prudentes, de longo prazo e adaptadas ao funcionamento harmonioso do mercado grossista e retalhista, bem como promovam a inovação promovendo e tirando partido da digitalização e informatização dos sistemas, em benefício dos consumidores.

A ERSE contribuirá para a continuação do desenvolvimento do mercado privilegiando a informação aos consumidores, a atuação legal e adequada dos agentes de mercado e uma regulação equilibrada e eficiente, garantindo a segurança de abastecimento e a proteção aos clientes vulneráveis.

II. OLMC (OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR)

A respeito da alínea a) do número 1, dos Procedimentos de Mudança de Comercializador, vem a ERSE informar que os mesmos foram publicados na página da ERSE, no dia 9 de novembro.

A ERSE acompanhou e tem vindo a acompanhar, a todo o tempo, o processo de transição das entidades que eram responsáveis pela gestão de mudança de comercializador para o OLMC, tendo-se procurado, nesta fase, assegurar a estabilidade de regras.



A ERSE considera importante enfatizar que a preparação dos procedimentos de mudança de comercializador foi efetuada de modo a assegurar uma fase de transição na gestão desta atividade que assegurasse regularidade e continuidade no que é percecionado pelos consumidores, últimos destinatários deste conjunto de regras, mas que não as aplicam diretamente. Importa ainda referir que, para efeitos da aprovação efetuada e sua publicação em data atrás mencionada, a ERSE não deixou de promover uma consulta de interessados sobre a proposta inicial, efetuando uma avaliação criteriosa dos comentários rececionados e mentando o sentido geral de não promover, para já, qualquer alteração significativa do contexto regulamentar.

Tendo em conta que o OLMC é comum para ambos os setores, os novos procedimentos foram elaborados acomodando esta nova realidade, comuns para a eletricidade e para o gás natural, salvaguardando as especificidades de cada setor, quando existam.

A alínea a) do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabelece que a transferência da titularidade dos sistemas de informação de suporte à atividade de mudança de comercializador deverá ocorrer nos termos e condições aprovadas pelo membro do Governo responsável pela área da energia sob proposta da ERSE.

Neste sentido, e no caso particular da EDP Distribuição depois de feitas as adaptações necessárias para que a transferência da titularidade dos sistemas de informação contemplasse as orientações legalmente impostas, a ERSE enviou, a 13 de novembro, para a Secretaria de Estado da Energia as propostas de autos de transferência de ativos da REN e da EDP Distribuição para a ADENE.

I J. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

5. No que respeita ao tema da eficiência no consumo da energia, a ERSE tem previsto, previamente ao lançamento do próximo concurso do PPEC, a realização de uma consulta pública para discussão das regras do mesmo. Como é habitual, acompanharão as propostas os estudos necessários à sua fundamentação, incluindo uma avaliação do impacto tarifário.
6. Uma estrutura tarifária aderente aos custos é essencial para assegurar uma boa utilização do sistema elétrico. A ERSE reconhece que a determinação do peso adequado dos termos de potência e de energia é um dos pontos chave para obter uma estrutura tarifária eficiente. No que respeita à recomendação do CT para avaliar o alinhamento entre a estrutura de receitas e de custos nas tarifas de acesso às redes, a ERSE sublinha que está a decorrer, nos termos da Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, um projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental, cuja conclusão está prevista para 31 de maio de 2019¹⁷⁰. Este projeto-piloto conta com 82 participantes. A ERSE considera que este projeto permitirá recolher informação valiosa para avaliar as alterações à estrutura tarifária testadas no piloto, incluindo sobre o peso das componentes de potência e de energia.
7. Na última revisão regulamentar o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) foi alterado prevendo que os planos de investimento das Regiões Autónomas sejam submetidos à ERSE para aprovação. Nos termos do artigo 25.º do RARI, os planos de investimento são apresentados em cada 3 anos, no ano anterior ao início do período regulatório. Considerando que o RARI entrou em vigor a 19 de dezembro de 2017, os planos de investimento das RA deverão ser apresentados à ERSE em 2020, para efeitos de aprovação do próximo período regulatório que se inicia em 2021.
8. A respeito do contexto legal que envolve o tema de procedimentos fraudulentos, e acompanhando a ERSE a preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário com este tema, faz-se notar que a ERSE já,

¹⁷⁰ No segundo projeto-piloto ('introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT') previsto nessa mesma Diretiva não se atingiu a dimensão mínima em termos de clientes participantes para permitir posteriormente uma análise de benefício-custo com resultados robustos.



por diversas vezes, diligenciou no sentido de ser alterado o quadro legal que se encontra expresso no Decreto-Lei n.º 328/90, tendo, inclusivamente elaborado comentários sobre uma proposta de alteração legislativa.

Importa, todavia, circunstanciar que, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 69/2018, que atribui responsabilidades de fiscalização à ENSE – Entidade Nacional para o Setor Energético, não resulta ainda totalmente claro o conjunto de implicações sobre a matéria e o tema em apreço.

A ERSE tem exortado os operadores de rede a efetuarem as interrupções de fornecimento que se fundamentem na verificação objetiva de procedimentos fraudulentos, o que, não resolvendo o essencial do problema que se cria, permite ao menos atenuá-lo pela sua não persistência no tempo. Esta circunstância é tanto mais necessária, quanto a prerrogativa de interrupção com este fundamento foi solicitada a seu tempo pelos próprios operadores de rede como necessária no quadro regulamentar, o que veio a suceder.

Por fim, cabe referir que a ERSE, tal como já se verificou no passado, tomará diligências no sentido da promoção da revisão do Decreto-Lei n.º 328/90, que, efetivamente, encontra-se desfasado da realidade organizacional do setor elétrico e ao atual contexto.

9. Embora não seja da sua competência direta, a ERSE já solicitou informação complementar sobre as auditorias energéticas enquadradas pelo Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, às entidades competentes, cuja resposta ainda aguarda.
10. A ERSE tem vindo a acompanhar os desenvolvimentos das redes inteligentes de eletricidade quer ao nível do seu enquadramento regulatório quer dos desenvolvimentos tecnológicos e económicos. Durante o ano de 2018, a ERSE promoveu a atualização do estudo sobre custos e benefícios dos contadores inteligentes de eletricidade, enquadrado na Portaria n.º 231/2013, com vista a construir uma perspetiva atualizada sobre o tema e a apresentar ao Governo uma atualização dos estudos anteriores. Os resultados desta atualização do estudo serão em breve comunicados ao Governo e divulgados publicamente.

II

ESPECIALIDADE

II A. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

1. ADITIVIDADE TARIFÁRIA EM PORTUGAL CONTINENTAL

O princípio da aditividade tarifária, previsto nos princípios gerais do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, necessita de ser devidamente articulado com a aplicação de outros princípios, designadamente a proteção dos clientes face à evolução das tarifas. Este último princípio é assegurado através dos mecanismos de limitação de acréscimos por termo tarifário. A aprovação das tarifas a vigorarem em cada ano é orientada pela aplicação holística destes dois princípios gerais.

A convergência para as tarifas aditivas será tanto mais rápida quanto maior forem as variações máximas permitidas por termo tarifário. Num contexto em que se verificam reduções tarifárias nas tarifas transitórias do Continente e nas tarifas reguladas das Regiões Autónomas, e tomando a taxa de inflação prevista para o próximo ano como variação máxima permitida, existem naturalmente condições mais favoráveis para melhorar a aditividade das tarifas reguladas.

2. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A ERSE concorda que o seu esclarecimento prestado ao CT, no âmbito dos trabalhos do CT para a formulação do seu parecer à proposta de tarifas, relativo à convergência tarifária das Regiões Autónomas aumenta a transparência do processo de aprovação de tarifas. Por essa razão, considera-se adequado que



essa análise da ERSE seja adicionada ao capítulo ‘Análise da convergência tarifária’ do documento anual de ‘Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços’.

Importa sublinhar que a existência de variações tarifárias globais distintas entre o mercado regulado de Portugal Continental e os mercados regulados das Regiões Autónomas se deve a diferenças na estrutura de consumos de cada região e à aplicação de fatores de agravamento nas tarifas transitórias em MT e BTE de Portugal Continental, que não se repercutem nas tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE das Regiões Autónomas.

3. PROPOSTA DA ERSE DE ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA (IP)

A ERSE concorda que a nova regra de faturação das tarifas de acesso às redes de iluminação pública, que estabelece que a faturação das tarifas de acesso às redes nos circuitos de IP se aplica à agregação virtual de todos os circuitos associados a um mesmo posto de transformação, considerada positiva por parte do CT, permite tratar todos os circuitos de IP no país da mesma forma, evitando decisões casuísticas nos concelhos em que razões históricas determinaram diferentes configurações da rede de IP.

II B. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

A ERSE tem vindo de forma sistemática a aprofundar a estrutura tarifária assegurando-se, por um lado, uma reflexão adequada das funções de custos marginais ou incrementais das várias atividades do setor nos preços das tarifas e, por outro lado, garantindo-se a recuperação dos custos eficientes globais das várias atividades reguladas.

Para 2019 observam-se reduções tarifárias substanciais nas tarifas de acesso às redes, justificadas por reduções, quer das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição, quer da tarifa de Uso Global do Sistema, fundamentalmente condicionada pelos CIEG.

As tarifas de venda a clientes finais beneficiam, por um lado, das reduções nas tarifas de acesso às redes e, por outro lado, têm que integrar o agravamento observado na tarifa de energia, que reflete a subida dos custos de aprovisionamento nos mercados grossistas de eletricidade.

Os consumidores domésticos em BTN ao utilizarem todas as redes elétricas apresentam uma faturação total dominada pelas tarifas de acesso às redes (cerca de 60%) e, conseqüentemente, mais beneficiam da redução das tarifas de acesso às redes.

Os consumidores empresariais, ligados aos níveis de tensão mais elevados, ao utilizarem menos redes elétricas apresentam uma faturação mais dominada pela tarifa de energia (a tarifa de energia representa para os fornecimentos em MAT, AT e MT uma proporção que varia entre 60% e 70%), que reflete os custos de aprovisionamento e, conseqüentemente, são mais impactados pela subida de preços observada nos mercados grossistas.

Em face dos comentários recebidos em sede de consulta pública, bem como ao parecer do CT genericamente favorável à proposta apresentada, a ERSE decidiu aprovar as alterações ao RT consagrando o mecanismo de adequação da tarifa de energia permitindo a sua atualização de forma flexível e balizada por parâmetros previamente conhecidos, bem como o mecanismo de aprovisionamento de energia pelo CUR, concretizado numa estratégia de aquisição de diferentes produtos com diferentes maturidades.

Não obstante, e tomando em consideração as construtivas críticas apresentadas na consulta pública, a ERSE complementarará o quadro regulamentar relativo às estratégias de aprovisionamento do CUR, com regulamentação suplementar visando aprofundar as questões mais operacionais de funcionamento.

II C. MEDIDAS MITIGADORAS

De acordo com o preâmbulo da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, que inicialmente dispôs sobre esta matéria, os valores a abater à remuneração paga pelo CUR a cada centro electroprodutor em regime



especial que beneficie de remuneração garantida foram estimados "em cerca de 140 milhões" (citação do preâmbulo da referida Portaria).

Subsequentemente, ao abrigo do artigo 171.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2017, a Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, veio estabelecer que a devolução daqueles montantes carece da publicação de um Despacho do Governo, após proposta da Direção-Geral da Energia e Geologia (DGEG), ouvida a ERSE, o qual ainda não foi publicado.

A 9 de outubro de 2018, a ERSE recebeu uma comunicação da Secretaria de Estado da Energia com o ponto de situação da aplicação da Portaria n.º 69/2017, que indica o limite superior para os montantes recebidos cumulativamente pelos produtores renováveis determinado pela Direção-Geral de Energia e Geologia, o qual ascende a 309,3 milhões de euros, sendo substancialmente superior ao inicialmente estimado. Sobre este tema, importa também referir que foi dado conhecimento a que Inspeção-Geral de Finanças concluiu um relatório, onde deverão ser validados os centros electroprodutores que beneficiaram de remuneração garantida cumulativamente a outros apoios públicos à promoção de energias renováveis.

Neste contexto, a ERSE considerou, por prudência, no cálculo da proposta tarifária para 2019 um montante de 140 milhões de euros a abater nas tarifas, decorrente da aplicação da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, que se situa substancialmente abaixo do limite superior comunicado pela Secretaria de Estado da Energia.

A respeito da aplicação do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, a ERSE esclarece que o cálculo dos 41 M€ considerou a aplicação do mecanismo a partir do 2.º trimestre de 2019 até ao final do ano. O efeito estimado resultou da aplicação do produto do valor do parâmetro associado ao evento extramercado externo ao SEN – cujo valor é aprovado em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia - pela produtividade ajustada estimada associada aos centros eletroprodutores abrangidos por aquele Decreto-Lei. A aplicação de um valor nulo até ao início do 2.º trimestre de 2019 justifica-se, na avaliação da ERSE, com a alteração do regime legal em Espanha através da aprovação do *Real-Decreto Ley* n.º 15/2018, de 6 de outubro, que introduziu uma isenção do regime fiscal aplicável aos centros eletroprodutores espanhóis durante o 4.º trimestre de 2018 e o 1.º semestre de 2019 (vide páginas 97435 e 97461 do *Boletín Oficial del Estado* de 6 de outubro onde consta o *Real Decreto Ley* n.º 15/2018). Em face disto, a ERSE propôs ao Governo que, para o período correspondente ao da referida isenção em Espanha, o parâmetro a aplicar em Portugal associado ao evento extramercado fosse nulo. Não tendo a ERSE indicação concreta de que esta proposta tenha sido consagrada já em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, nem qual o regime que se adotará em Espanha a partir do 2.º trimestre de 2019, foi considerado para 2019 esta abordagem, que é a que integra a melhor informação disponível à data da aprovação das tarifas e preços para 2019.

II D. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2019

1. EVOLUÇÃO DO CONSUMO E PREVISÕES

Conjugando a análise da informação recebida das empresas com a evolução do consumo de energia elétrica ocorrida até novembro de 2017, a ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária para 2019, respetivamente de +2,8% em 2018 (51 012 GWh) e de +1,1% em 2019 (51 558 GWh), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data.

De facto, o consumo referido à emissão registado até ao final de novembro de 2018 cresceu cerca de 3,0% em relação ao período homólogo de 2017, o que corresponde a uma variação acima da estimativa da ERSE. Extrapolando esta evolução de 3% para o final do ano, atingindo assim um valor de 51 126 GWh em 2018, conclui-se que o nível do consumo referido à emissão previsto pela ERSE para 2019 (51 558 GWh) será atingido com um crescimento de 0,8% em relação a esta nova estimativa de 2018.

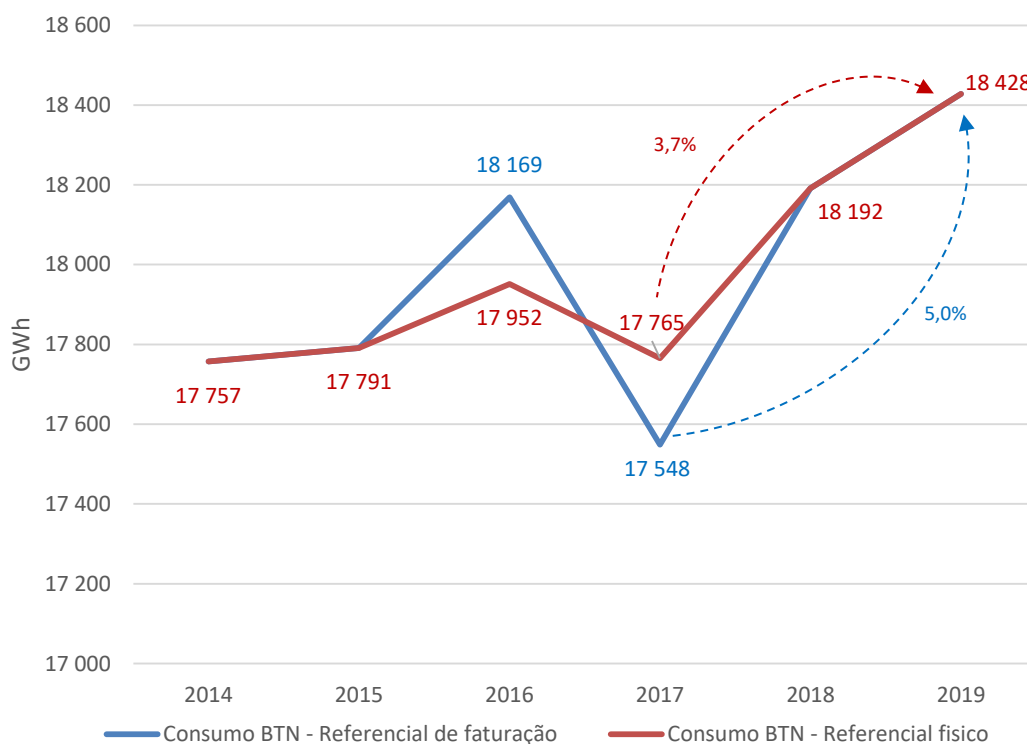


As previsões macroeconómicas do Banco de Portugal, FMI e Comissão Europeia preveem um abrandamento do crescimento do PIB para 2019, para 1,9%, superior à evolução prevista pela ERSE para o consumo referido à emissão para esse ano. Note-se que em 2018, o crescimento da economia portuguesa, medido pela variação do PIB, será inferior ao crescimento do consumo de eletricidade em Portugal pela primeira vez desde 2012. Caso se confirme esta inversão na tendência da intensidade elétrica do PIB, seria inclusivamente de ponderar uma evolução do consumo superior à prevista pela ERSE, que por uma questão de prudência não foi considerada.

Face ao exposto, a ERSE não encontra razões para alterar as previsões do consumo referido à emissão que foram consideradas na proposta de tarifas para 2019 submetida ao Conselho Tarifário em outubro de 2018.

Importa também assinalar que a variação de 5% do consumo em BTN de 2017 para 2019 indicada no parecer do CT (ver alínea II.D.d) se encontra distorcida pela correção em 2017 dos efeitos das leituras por estimativas realizadas em 2016 pela EDP Distribuição, conforme referido pela ERSE no ponto 2.1 do documento "Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2019". Com a correção deste efeito, a variação do consumo em BTN situa-se nos 3,7%, de acordo com o ilustrado na figura seguinte:

Figura 3 – Impacto da sobrefaturação de 2016 para o nível de tensão em BTN



2. NÚMERO DE CONSUMIDORES NO MERCADO LIVRE

O parecer do Conselho Tarifário vem constatar o aumento de clientes no mercado livre durante o ano de 2018, mencionando a necessidade de informação adicional relativamente à opção pelo regime equiparado às tarifas transitórias.

Sem prejuízo da ERSE desenvolver esforços para, no futuro, ser apresentada informação relativamente às ofertas equiparadas às tarifas transitórias, designadas por "Condições de preço regulado", faz-se notar que, nos termos do quadro legal em vigor, os comercializadores em mercado livre estão apenas obrigados a informar a ERSE se praticam ou não "Condições de preço regulado", e não o número de clientes que optaram por essa oferta.



II E. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

À semelhança dos anos anteriores, as previsões do custo médio de aquisição do comercializador de último recurso (CUR) para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2019 e a estimativa para o corrente ano de 2018, apresentados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", anexo à proposta de tarifas para 2019, de 15 de outubro de 2018, tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuros para entregas em 2019, no período que antecedeu a publicação do referido documento, e nos dados reais verificados durante o corrente ano de 2018. Este preço, tal como referido no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", inclui todos os custos que o CUR incorre na aquisição de para fornecimento da sua carteira de clientes, incluindo o prémio de risco implícito associado à contratação nos mercados de futuros, os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado (cf. página 34 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico").

A prática seguida este ano reflete a prática dos anos anteriores, incluindo na definição das previsões para as tarifas de 2018. Os preços no mercado de futuro para entregas em 2018 verificados nos meses de setembro e agosto de 2017 apontavam para valores iguais aos considerados na proposta de tarifas. As previsões definitivas da ERSE dos preços de aquisição de energia, que foram revistas em alta como refere o CT, refletiam os preços médios no mercado de futuros para entrega em 2018 verificados entre os meses de setembro e novembro de 2017.

Caso o CUR tivesse aplicado uma estratégia de cobertura de risco e adquirido a maior parte da sua energia nos mercados de futuros antes da proposta tarifária, o custo de aquisição de energia ocorrido não se afastaria significativamente dos valores previstos no ano anterior.

Para fazer face a situações desta natureza, a ERSE decidiu, tal como referido pelo CT, propor uma alteração do regulamento tarifário do setor elétrico com a introdução de mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia, que se submeteu a consulta pública até ao passado dia 15 de novembro de 2018. Esta proposta de alteração tem como objetivos finais, por um lado, a previsibilidade e estabilidade da tarifa regulada e, por outro, reduzir a exposição do CUR à volatilidade dos preços no mercado à vista, assegurando-se, em situações de desvios excecionais a atualização da tarifa de energia, de modo a garantir-se uma maior adequabilidade dos preços da tarifa regulada aos preços observados nos mercados grossistas.

II F. MERCADO LIBERALIZADO (ML)

A ERSE regista o entendimento do Conselho Tarifário sobre a importância de mecanismos de comparação de ofertas, permitindo acrescentar que, nas recentes revisões regulamentares, outros mecanismos foram introduzidos para aumentar a comparabilidade de ofertas e as escolhas informadas pelos consumidores, nomeadamente a ficha contratual padronizada, que potencia, justamente, uma escolha informada e consciente por parte do consumidor, assente num elemento padronizado, comparável e transversal.

A disponibilização de ferramentas que permitam aos consumidores de energia comparar as ofertas disponíveis no mercado liberalizado tem sido uma prioridade para a ERSE. Tendo sido a primeira instituição a lançar um simulador para a comparação de ofertas de energia em Portugal, a ERSE atualizou a 29 de maio de 2018 o seu simulador, resultando numa ferramenta mais intuitiva e mais informativa. Importa destacar que o novo simulador de preços da ERSE disponibiliza toda a informação relativa às ofertas comerciais em formato de base de dados, permitindo a terceiros (empresas, consumidores, associações de defesa do consumidor, etc.) ter um acesso fácil e transparente a toda a informação e tratá-la com ferramentas de análise. A este simulador de preços a ERSE junta ainda a publicação trimestral dos Boletins das Ofertas Comerciais na eletricidade e no gás natural, os quais identificam as ofertas comerciais mais competitivas no final de cada trimestre para diferentes perfis de consumo.



II G. LICENCIAMENTO DE COMERCIALIZADORES E GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

1. ENQUADRAMENTO

A ERSE regista e acompanha a preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário relativamente às situações de insolvência – com consequente interrupção da atividade respetiva – de comercializadores a atuar no mercado livre de energia elétrica. Com efeito, tais situações implicam a consumação de um risco sistémico para o SEN, que, de resto, levou a ERSE a lançar uma discussão alargada sobre o modelo de gestão de riscos e garantias no contexto do SEN, que datou de outubro de 2016 e que teve, posteriormente, incidência na revisão regulamentar do setor elétrico concretizada em 2017.

Com a referida alteração regulamentar, procurou a ERSE, na esfera das suas competências, contribuir para a mitigação dos referidos riscos sistémicos, sem que tal pusesse em causa – antes, potenciase – um clima de sã concorrência no mercado retalhista, contribuindo igualmente para a redução de barreiras à entrada indevidas.

Em todo o caso, a ERSE não deixa de notar que, em sede de licenciamento de operadores económicos, atividade que não integra as competências da ERSE, se poderá atuar no sentido de reduzir os riscos sistémicos atrás referidos. Consequência dessa avaliação, a ERSE teve já ocasião de formular uma proposta de alteração legislativa, que foi remetida ao Governo, e que prevê uma ação coordenada em várias vertentes para uma gestão de riscos mais efetiva e preventiva de situações de interrupção no fornecimento.

No mercado português registou-se, efetivamente, a insolvência de três comercializadores, dois dos quais eram sociedades de direito espanhol. O que, sem prejuízo das preocupações que esse facto levanta, tem de ser enquadrado no panorama europeu traçado pela liberalização dos mercados.

Assim, segundo um levantamento que os reguladores europeus promoveram, nos últimos anos registaram-se dezenas de insolvências de comercializadores em, pelo menos, 14 diferentes países europeus (conforme figura abaixo), incluindo em Estados-membros como Alemanha, França, Espanha, Holanda, Bélgica e Reino Unido. Os dados coligidos permitem saber que nalguns casos os comercializadores insolventes estavam primariamente registados noutros Estados-membros atuando ao abrigo do regime da livre circulação (passaporte comunitário), a exemplo do sucedido com um comercializador que atuava na Áustria e na Alemanha.

Figura 4 – Insolvência de comercializadores em países europeus



Noutro plano, importa acrescentar que a ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétrico e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos, meios de prestação e atualização das garantias, seus custos e consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema. As conclusões dessa consulta conduziram a uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, que se veio a concretizar em 2017. Com a publicação do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), em dezembro de 2017, consagrou-se a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual deve ser objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos. Ainda assim, atentas as circunstâncias do mercado elétrico a ERSE adotou um regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN, através da Diretiva n.º [11/2018](#).

2. GESTÃO PRUDENCIAL NA ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS DE COMERCIALIZAÇÃO

No quadro da proposta de alteração legislativa acima referida, a ERSE incluiu um conjunto de disposições que visam reforçar a componente de gestão prudencial de riscos para o SEN, o que se traduz em dois planos distintos:

- 1) A concretização de uma gestão de riscos integrada para os setores elétrico e do gás natural, para que, por via da informação e do seu tratamento, se permita prevenir a ocorrência de disrupções na atividade de comercialização; e
- 2) A adoção de critérios de verificação prévia da idoneidade técnica e económica para a abordagem da atividade de comercialização de energia elétrica mais eficazes no que concerne à prevenção de riscos, o que deve ser complementado, na perspetiva da ERSE, por normas que inibam as situações de reincidência na consumação de riscos.

Faz-se notar que, na perspetiva da ERSE, a adoção de critérios que se podem considerar mais restritivos no reconhecimento de operadores económicos não traduz necessariamente um aumento das barreiras à participação em mercado retalhista de eletricidade (e, igualmente, de gás natural, por força da referida abordagem consolidada). Com efeito, a consumação de situações de insolvência tem objetivamente um efeito mais adverso sobre a operativa dos agentes económicos – sobretudo os entrantes e de menor dimensão – por erosão reputacional do mercado e, conseqüentemente, desses mesmos agentes.

Entende, ainda, a ERSE que o mencionado reforço das disposições de carácter prudencial contribui objetivamente para o reforço da confiança dos consumidores no funcionamento do mercado e das alternativas que este proporciona, o que, sendo desejável no plano dos princípios, é também gerador de menores custos para o SEN (e para os consumidores).



3. GESTÃO INTEGRADA DE RISCOS E GARANTIAS

Em sequência do referido nos pontos anteriores, a ERSE regista a concordância do Conselho Tarifário com a consagração de um modelo de gestão integrada de riscos e garantias no contexto do SEN (e, igualmente, do SNGN), o que corresponde ao espírito da consulta dirigida promovida pela ERSE em outubro de 2016, da revisão regulamentar do setor elétrico de 2017 e da proposta de alteração legislativa remetida ao Governo. Regista-se, igualmente, a posição do Conselho Tarifário quanto à entidade que deverá ser designada para a gestão integrada de riscos e garantias, posição essa que se considera da maior importância dada a ampla representação de interesses que o Conselho Tarifário assegura.

Em acréscimo, esclarece-se que o conjunto de regras transitórias adotado pela ERSE correspondem já a subregulamentação do RRC, que têm carácter declarado de transitoriedade por se considerar que as regras finais devem beneficiar de outros desenvolvimentos que não estão ainda concretizados.

II H. TARIFAS DE ACESSO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As atividades associadas à mobilidade elétrica beneficiam de um regime transitório (fase piloto) que justifica o pagamento faseado dos carregamentos, abrangendo nesta primeira fase apenas os carregamentos rápidos. A decisão sobre o fim do período transitório, da competência do Governo, determinará igualmente o final do período de utilização sem custos diretos para utilizador.

A ERSE já publicou os documentos normativos necessários ao desenvolvimento do setor, designadamente o Regulamento da Mobilidade Elétrica, bem como as tarifas de acesso à mobilidade elétrica que se aplicam, nesta fase, aos carregamentos sujeitos a pagamento e, no final da fase piloto, a todos os carregamentos abrangidos pela mobilidade elétrica. A ERSE tem estado disponível para o diálogo com a entidade gestora da mobilidade elétrica, visando a implementação dos restantes elementos regulamentares, necessários à aplicação do regime em pleno. Importa salientar que os normativos aprovados pela ERSE, foram criados sem a informação de utilização dos postos de carregamento e (quase) sem carros elétricos a circular. Neste contexto, é exetável que se verifique a breve trecho a necessidade de reformular as regras existentes, visando adaptar a regulamentação às necessidades atuais do setor.

A atuação da ERSE mantém como princípios orientadores a promoção da concorrência na mobilidade elétrica, a defesa dos direitos do consumidor relativamente a preços e a condições de prestação do serviço, bem como a necessidade de evitar subsidias cruzadas nos setores regulados.

II I. TARIFAS DE ACESSO EM PORTUGAL CONTINENTAL

A variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

Conforme referido pelo CT, nos últimos anos as tarifas de acesso às redes foram fundamentalmente condicionadas por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, tendo as tarifas de uso das redes de distribuição e transporte, que se reduziram nesse mesmo período, contribuído para amenizar as variações das tarifas de acesso às redes.

Nas tarifas de energia elétrica para 2019, para além da redução de tarifas de uso das redes, é de destacar o esforço que é efetuado na redução dos custos de interesse económico geral e de política energética que contribuem para reduzir, de forma significativa, a tarifa do uso global do sistema.

II J. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

A ERSE no cálculo dos proveitos permitidos de qualquer atividade regulada procura respeitar e garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores em causa. Deste modo, a definição das metodologias regulatórias, das bases de custos e dos indutores de custos têm sempre em conta as características e as especificidades de cada atividade.



No caso da atividade de comercialização de último recurso, desde a extinção das tarifas de venda a clientes finais que a ERSE tem atuado de forma a garantir que a progressiva redução da sua atividade não coloque em causa a viabilidade financeira da empresa.

Pela sua natureza, a consideração de custos não controláveis nos valores finais dos proveitos tem um carácter extraordinário e está sempre sujeita à avaliação da ERSE decorrente de uma análise casuística, bem como do desempenho económico e financeiro da empresa. Tal avaliação não tem justificado a consideração de uma parcela desta natureza nos proveitos permitidos da empresa.

II K. PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

O CT apresentou alguns comentários sobre situações específicas associadas à proposta de devolução de amortizações por parte da EDP D, bem como à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos em BT.

No que diz respeito à proposta de devolução de amortizações ocorridas entre 2012 e 2017 de edifícios alienados pela EDP Distribuição, a ERSE informará, atempadamente, o CT do resultado das análises efetuadas.

Quanto à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de equipamentos, a verba de 3,3 milhões de euros de devolução às tarifas prevista na proposta tarifária de 15 de outubro contempla a obtenção recente de informação auditada relativa aos ganhos efetivamente ocorridos entre 2015 e 2017 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

Nos próximos exercícios tarifários, a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

A ERSE iniciou já uma colaboração com a ANACOM na definição da metodologia da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações. Contudo, apenas após a conclusão deste processo poderá ser estabelecido o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

II L. OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO (ORD BT)

A tarifa de acesso às redes a aplicar aos operadores de rede exclusivamente em baixa tensão, em vigor desde 1 de janeiro de 2018, veio garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração teve impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT.

Para mitigar os impactes tarifários da presente alteração, os preços desta tarifa foram calculados de forma a progressivamente poder ser repercutido o diferencial de preços entre as tarifas de uso global do sistema em BTE e BTN, ajustadas para perdas para a MT, e a tarifa de uso global do sistema em MT. Neste contexto, em 2018 apenas foi repercutido 20% do diferencial referido anteriormente e no ano de 2019 foi repercutido o valor adicional de 40%, resultando assim um valor total de 60% desse diferencial.

A implementação gradual deste modelo será efetuada garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em Baixa Tensão. Havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta nova



tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores.

No que se refere à clarificação do quadro regulatório aplicável à atividade de distribuição em BT, nomeadamente no quadro das novas concessões de distribuição em BT, no contexto da sua 65.ª Consulta Pública, sobre as concessões de BT, a ERSE referiu um conjunto de matérias regulatórias que terão que ser adaptadas a uma nova realidade que pode vir a apresentar uma maior diversidade de operadores de rede de BT do que atualmente.

A ERSE manifestou também (tal como o Conselho Tarifário no seu parecer) a sua preocupação com a manutenção do nível de custos da atividade de distribuição face a uma potencial perda de escala dos seus operadores, reconhecendo-se que a operação de redes de distribuição de pequena escala pode apresentar níveis de custos superiores, por perda das economias de escala da atividade.

Neste particular, merece referência o desalinhamento de posições apresentadas pelos atuais operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT, os quais, em maioria, defenderam nessa consulta pública que o respetivo nível de custos era inferior aos reconhecidos pela ERSE para a EDP Distribuição (operador de âmbito nacional).

Na mesma consulta pública a ERSE alertou todos os interessados para a aplicação das regras de separação funcional da atividade de distribuição. A assegurar-se um mapa de agregações de concessões resultante numa dimensão mínima dos novos operadores bastante superior a 100 000 clientes, a separação jurídica da atividade de distribuição face a quaisquer outras é obrigatória, nomeadamente face à atividade de comercialização. Nesse contexto, importa separar em conceito o tema da aquisição de energia face ao tema da distribuição.

O setor elétrico português inclui desde a sua origem a existência de operadores de distribuição locais, de pequena dimensão, que atravessaram diversas transformações nomeadamente as mais recentes alterações estruturais do setor que passaram pela desverticalização e separação de atividades e pela abertura e liberalização do mercado da produção e da comercialização. A regulamentação reconhece o seu papel e em diversas matérias prevê disposições de aplicação específica a estes operadores, por simplificação de processos e separação de responsabilidades. Não obstante, a ERSE reconhece que o desenvolvimento da atividade de distribuição (fruto da inovação tecnológica e da política energética) e o desafio das novas concessões obrigam a aprofundar este enquadramento e a clarificar os aspetos de fronteira entre operadores de rede de distribuição. Esta evolução regulatória será uma prioridade regulatória, como aliás decorre do novo quadro de diretivas europeias em preparação (Pacote Energia Limpa para todos os Europeus).

A ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT. Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, e que o novo quadro normativo que regulamentará esta nova realidade exigirá uma revisão abrangente de diversos regulamentos da ERSE, é prematuro definir neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT.

Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após uma definição mais afirmativa da organização da atividade, que se antevê vir acontecer no âmbito do processo de atribuição da atividade de distribuição de distribuição em BT que se encontra em curso.

No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar de 2017, um dos motivos para esta alteração de metodologia regulatória foi precisamente



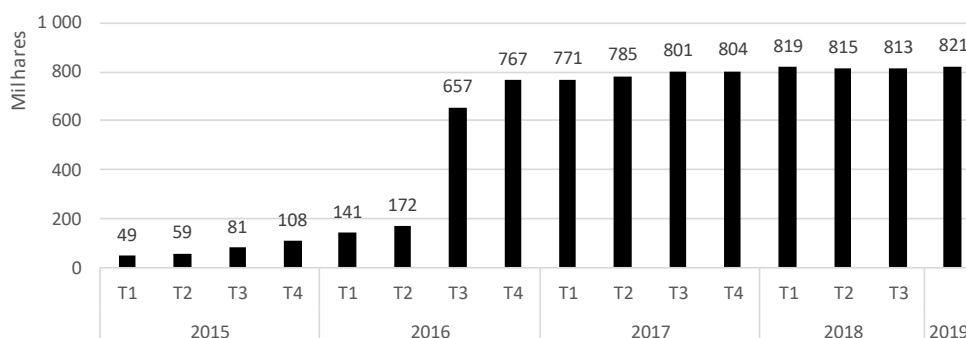
permitir, dentro da antecipação possível, melhor adequar o quadro regulamentar às alterações organizativas perspetivadas para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

Face ao exposto, prevendo-se que o ano de 2019 trará uma maior definição do enquadramento legal da atividade e que o atual período regulatório terminará em 2020, a ERSE considera que a preparação do quadro normativo do próximo período regulatório constituirá o momento adequado para a revisão do quadro regulatório da atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT.

II M. TARIFA SOCIAL (TS)

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis foi criada em 2010, tendo-se observado um acréscimo acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016, conforme se ilustra na figura seguinte.

Figura 5 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Nota: * Valor para o ano 2019 é previewal.

O crescimento acentuado deveu-se a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor. A lista de beneficiários é elaborada pela DGEG e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

Com este acréscimo do número de beneficiários o custo associado observou igualmente um crescimento acentuado. Adicionalmente, o consumo médio dos consumidores abrangidos pela tarifa social tem também aumentado o que também contribuiu para este aumento do custo a suportar pelos titulares de centros electroprodutores com a tarifa social.

II N. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

O Conselho Tarifário refere que a ERSE mantém na sua proposta os pressupostos adotados nos anos anteriores no tocante à atualização dos preços destes serviços: aderência dos preços ao custo real dos serviços, com base na justificação apresentada pelas empresas.

Sem prejuízo desta constatação, alerta-se para a circunstância de, nos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento em BT e das leituras extraordinárias aos sábados, domingos e feriados, os preços propostos para Portugal continental serem inferiores aos das regiões autónomas, propondo a ERSE que a atualização para 2019 se faça, no caso de Portugal continental, com base num aumento de 0,2% proposto pela EDP Distribuição e, no caso das regiões autónomas, com base num aumento de 1,5% propostos pelas EEM e EDA. Neste contexto, o entendimento do Conselho Tarifário é o de que a taxa de atualização a aplicar nas regiões autónomas deva ser a de Portugal continental, i.e., 0,2% por forma a não agravar o diferencial de preço.

Cabe referir, em primeiro lugar, que, como explicitado na proposta apresentada pela ERSE, e à semelhança dos anos anteriores, o critério adotado para a atualização de preços assenta, em primeira instância, na aceitação das propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de



processos concorrenciais de contratação e, quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço, na atualização dos preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado.

É este, precisamente, o caso das propostas apresentadas pela ERSE para os serviços referidos pelo Conselho Tarifário: em Portugal continental a atualização baseia-se na proposta da empresa resultante do contrato de empreitada em vigor e nas regiões autónomas, na ausência de justificação por parte dos operadores, a atualização faz-se com recurso ao deflator implícito no consumo privado. Por outro lado, para Portugal continental, deve reconhecer-se que o nível de preços propostos se justifica à luz de contrato de empreitada contínua que entrou em vigor durante o ano de 2015, não se registando alterações significativas dos preços ao longo deste período (nem no sentido de aumento de preço, nem no sentido da sua redução).

A ERSE entende que os preços dos serviços regulados devem aderir ao custo que as empresas enfrentam para a sua prestação, sendo expectável que esse custo possa ser diferente de empresa para empresa, colocando a tónica na justificação apresentada por cada empresa, evitando-se, sempre que possível, atualizações que se afastem do contexto concreto dessas mesmas empresas. O exemplo das leituras extraordinárias é, aliás, bem ilustrativo porquanto a importância deste instrumento é sobremaneira diferente em Portugal continental ou nas regiões autónomas, num contexto em que, no primeiro caso, a existência de concorrência ao nível dos mercados grossista e retalhista determina um período temporal para fecho de carteiras de comercialização que, tanto quanto possível, deve basear-se em leituras reais dos equipamentos de medição.

II O. QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE regista o comentário formulado pelo Conselho Tarifário a respeito da existência de um único relatório de qualidade de serviço, que englobe as vertentes de qualidade de serviço técnica e qualidade de serviço comercial.

Todavia, e sem prejuízo de se desenvolver um esforço de informação completa e abrangente ao Conselho Tarifário, faz-se notar que, na revisão regulamentar do setor elétrico que culminou na fusão dos Regulamentos da Qualidade de Serviço para os setores elétrico e do gás natural, se inscreveu a possibilidade de segmentação dos relatórios das duas citadas vertentes, justamente para que assim se permita uma adequação a públicos-alvo distintos.

Com efeito, na perspetiva da ERSE, a vertente de qualidade de serviço técnica é especialmente vocacionada a uma apreciação mais concreta no perímetro tarifário, desde logo por que estão em causa atividades reguladas diretamente no processo de tarifas e preços e porque as opções seguidas em termos de qualidade de serviço técnica têm natural impacte na estrutura de custos dessas atividades. Já a vertente de qualidade de serviço comercial apresenta uma maior afinidade com a formulação de escolhas por parte dos consumidores finais e, por conseguinte, com a atividade dos comercializadores em regime de mercado que não estão diretamente abrangidos no processo tarifário.

III

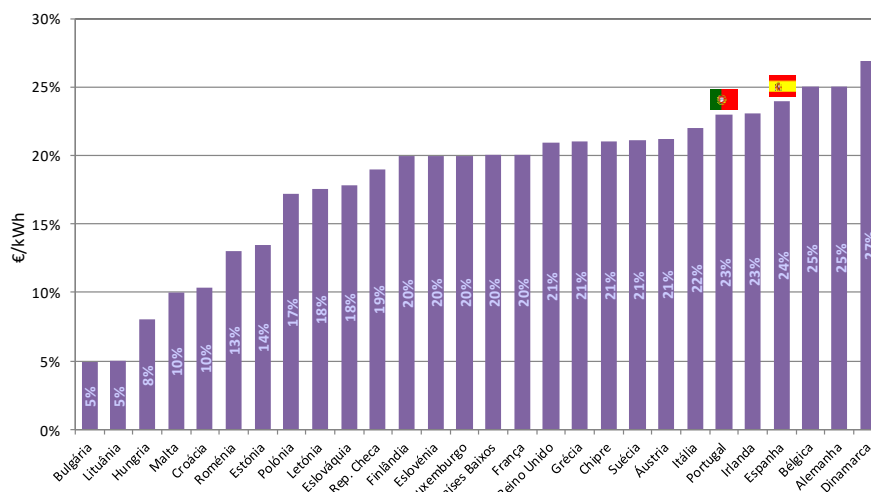
RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

III A. TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

A ERSE regista a posição do CT sobre a taxa de IVA aplicável à fatura de eletricidade. Efetivamente, desde o agravamento do IVA da taxa mínima para a taxa máxima, que Portugal se encontra entres os países da União Europeia com taxa de IVA mais elevada, conforme se evidencia na figura seguinte que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia, no 1.º semestre de 2018.



Figura 6 – IVA sobre os preços de eletricidade (consumidores domésticos)



Fonte: Eurostat.

III B. CONTRIBUIÇÃO PARA O AUDIOVISUAL (CAV)

A ERSE regista a posição do CT sobre a Contribuição para o Audiovisual e a sua reflexão na fatura de eletricidade. Como é reconhecido pelo CT, a ERSE não detém competências materiais que lhe habilitem alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos a que estão associados. Esta é igualmente uma matéria que tem suscitado diversos estudos, a nível europeu¹⁷¹, os quais salientam a importância da transparência da informação, como um elemento fundamental na compreensão e confiança nos serviços prestados ao consumidor, pelos diferentes intervenientes.

III C. SALDOS DE GERÊNCIA

Os dados atualmente ao dispor da ERSE não lhe permitem, ainda, com segurança deduzir os valores dos saldos de gerência às tarifas, visto aguardar-se o despacho de autorização do Secretário de Estado do Orçamento que permita a entrega dos saldos de gerência acumulados, nos termos do nº 6 do art.º 50º dos Estatutos da ERSE.

III D. ESTUDO PREVISTO NO DECRETO-LEI N.º 74/2013, DE 4 JUNHO

A ERSE regista a este propósito o entendimento e a opinião do Conselho Tarifário. Esclarece-se, todavia, que, para o ano de 2019, se regista uma circunstância excecional que decorre de, já próximo da emissão da proposta de tarifas e preços para 2019 se ter registado uma alteração legal em Espanha que influi diretamente na calculatória dos valores associados à aplicação do regime consagrado no Decreto-Lei n.º 74/2013.

¹⁷¹ Por exemplo, “Energy Billing: Landscape Report and Summary of Good Practice”, de BEUC – European Consumer Organization, de 2017, disponível em https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2017-058_mst_clear_energy_bill_initiative_-_beuc_input.pdf; “Electricity and Gas Retail market design, with a focus on supplier switching and billing”, de CEER 2012, disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/a13bb49a-f875-1bd0-785b-470d3291ef87>; ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016; disponível em https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Market%20Monitoring%20Report.%20CONSUMER%20PROTECTION%20AND%20EMPOWERMENT.pdf.



Com efeito, o quadro legal que estabelece encargos sobre a produção de energia elétrica em Espanha foi suspenso com implicações que decorrem desde o início de outubro de 2018 até, pelo menos, final do primeiro trimestre de 2019. Daqui decorre a inexistência, para este período, de eventos externos ao sistema português que devam ser considerados no âmbito do Decreto-Lei n.º 74/2013. Por outro lado, a incerteza quanto ao regime que, em Espanha, possa substituir o que se suspendeu, introduz um cenário de incerteza que inviabiliza a produção de um estudo com factualidade aderente às condições efetivas do mercado.

Uma vez estabilizado o quadro contextual que envolve a aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, a ERSE não deixará de produzir o estudo aí previsto e, conseqüentemente, de o submeter à apreciação do Conselho Tarifário.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ **Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico** ◆ [\[Consulta Pública n.º 101\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹⁷²

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda sobre outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 20/05/2020, foi enviado ao CT¹⁷³ a “Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico,” solicitando a emissão de parecer, até 5 de julho de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

A presente proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico ([RT/SE](#)), objeto da 101ª Consulta Pública promovida pela ERSE visa, em especial, a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, antecipando o novo período regulatório que se inicia em 1 de janeiro de 2022.

Neste contexto, é proposta a introdução de alterações visando:

- Reforçar o acompanhamento do desempenho económico e financeiro das empresas com atividades reguladas e a avaliação dos custos reportados. Estas alterações procuram tornar mais flexível a regulação, por forma a responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico;
- Adotar uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão (MAT, AT e MT respetivamente), complementadas com um aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e perdas entre as empresas com atividades reguladas e os consumidores;
- Incorporar a revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétricos e de gás e demais desenvolvimentos regulatórios, entretanto verificados;
- Adotar a extensão do período de regulação para 4 anos.
- Por último, a presente proposta inclui também temas como o armazenamento, os contratos de energia com tarifas dinâmicas, o projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT e a reformulação do conceito de potência em horas de ponta, alguns dos quais se podem inserir no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima.

¹⁷² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

¹⁷³ Comunicação PCA da ERSE, datada de 20 de maio de 2021.



II

ESPECIALIDADE

PONTO PRÉVIO

Sempre foi, e continua a ser entendimento do CT que, previamente ao início de um novo período regulatório, a ERSE deve elaborar um relatório de avaliação sobre o período cessante que analise exaustivamente a adequação das decisões regulatórias vigentes e as eventuais fragilidades das mesmas, elencando e justificando desse modo as alterações que se propõe implementar.

A importância desta análise por parte da ERSE – entidade Independente que desenvolve as atividades de regulador económico do setor – parece intuitiva ao CT, não podendo deixar de ser explicitada e exigida, tendo em conta:

1. A natureza de serviço público essencial do Sistema Elétrico Nacional, transversal a toda a sociedade, ao nível das atividades económicas e aos cidadãos;
2. Ser da sua responsabilidade a fixação das condições económicas da prestação das atividades que são desenvolvidas em regime de monopólio natural ou não, tendo em conta as especificidades técnicas e legais, evidenciando-se o transporte e a distribuição de energia elétrica, bem como a comercialização de último recurso de energia elétrica;
3. A promoção do cumprimento dos objetivos de política energética definida pelo Legislador, competindo para o efeito à ERSE a aprovação e definição das metodologias tarifárias, a definição dos parâmetros de regulação e proveitos permitidos das empresas com atividades reguladas e a aprovação dos preços das tarifas reguladas;
4. Os princípios que devem orientar a regulação económica exercida pela ERSE, em particular através da definição dos proveitos a recuperar pelas tarifas e do sistema tarifário, que a seguir se explanam:
 - A eficiência económica na afetação dos recursos para a realização das atividades reguladas;
 - A promoção da sustentabilidade económica das atividades reguladas;
 - A aplicação de tarifas e preços em condições de não discricionariedade;
 - A uniformidade e a convergência tarifária a nível nacional;
 - A inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema;
 - A partilha equilibrada entre os clientes e as empresas com atividades reguladas dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos;
 - A promoção de uma regulação económica que permita às empresas com atividades reguladas o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço aplicáveis e os níveis adequados de segurança e continuidade de serviço na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica.

O CT regista negativamente a ausência deste relatório, rejeitando o eventual entendimento de que o mesmo se encontra substituído pelas explicitações plasmadas no Documento Justificativo.

Igualmente o CT manifesta a sua preocupação quanto à metodologia implementada pela ERSE para a presente consulta pública, destacando-se:

- O facto de a mesma não ter sido precedida de audições de auscultação aos *stakeholders* do setor, de que resultariam contributos prévios à formulação das diferentes propostas;



- O *timing* do seu lançamento coincidindo:
 - Com o período de resposta - 3 de maio a 16 junho de 2021 - às:
 - Consulta Pública n.º 99 - Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2022-2031 (PDIRG 2021);
 - Consulta Pública n.º 100 - Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022 2031 (PDIRT-E 2021);
 - Envio à ERSE, até 15 de junho, pelas empresas com atividades reguladas da Informação económico-financeira cf. artigo 201.º do RT em vigor.

Como ilação final, o CT considera que a proposta em análise, designada no anúncio da 101.ª Consulta Pública “Revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico”, deve consistentemente ser apelidada em todos os documentos de “Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico”, atendendo a que o seu conteúdo visa a implementação de um novo paradigma na regulação do setor, em detrimento das recorrentes “revisões” prévias aos novos períodos regulatórios.

A. ESTRUTURA TARIFÁRIA

1. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Em Espanha foi publicado o Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de dezembro, que veio implementar um conjunto de medidas urgentes para a correção do défice tarifário, entre as quais a obrigação das instalações de geração pagarem pelo uso das redes de transporte e distribuição de energia elétrica.¹⁷⁴ Posteriormente, foi publicado o Real Decreto-ley 1544/2011, de 16 de novembro, que estabeleceu a tarifa de acesso às redes de transmissão e distribuição aplicada aos produtores de energia elétrica, no qual o encargo ascendia a 0,50 €/MWh, teto legal estabelecido a nível europeu para as tarifas de transporte pagas pelos produtores de acordo com o Regulamento (UE) n.º 838/2010, de 23 de setembro, em particular pela potencial distorção de preços no mercado grossista que pode induzir uma tarifa de entrada.

Também em 2011, a ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento Tarifário (RT) do sector elétrico, introduzindo preços de entrada na tarifa de uso da rede de transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial (tarifa-G). Nessa altura a ERSE justificou a introdução da nova tarifa com o objetivo de harmonização das tarifas de acesso às redes com Espanha, no âmbito do MIBEL.

Assim, em 19 de agosto, foi publicado o Regulamento n.º 496/2011, que aprovou o novo RT do setor elétrico, introduzindo a designada tarifa-G aplicada aos produtores nacionais em regime ordinário e em regime especial, a aplicar a partir do ano de 2012. Esta tarifa recupera hoje cerca de 10% dos proveitos permitidos da rede de transporte.

Tendo em consideração que, desde o início de 2020, a tarifa-G deixou de ser cobrada aos produtores em Espanha¹⁷⁵, o CT entende que a manutenção dessa tarifa no sistema nacional determina uma desvantagem para os produtores portugueses, num mercado concorrencial com os produtores espanhóis, de difícil correção. O CT tem sido consistente em recomendar uma uniformidade total de encargos diretos e indiretos sobre os preços da eletricidade em Portugal e Espanha para a colocação de produção no mercado grossista, devido ao potencial de distorção concorrencial e ao facto de não ser possível a medida objetiva deste efeito.

174 Modificando a Ley 54/1997 de 27 de novembro.

175 Artigo 2.º, n.º 2, da Circular 3/2020, aprovada pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) a 15 de janeiro de 2020.



Desta forma, o CT concorda que, não havendo um modelo comum na Europa e tendo sido eliminada a tarifa-G em Espanha, deve agora ser considerada a eliminação desta tarifa em Portugal, com o mesmo objetivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes entre ambos os países, no âmbito do MIBEL. Esta proposta é fundamental para, por um lado, repor a igualdade de oportunidade aos produtores de ambos os países, no que a esta matéria diz respeito e, por outro lado, eliminar barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo.

Neste tema entende a ERSE: *“ser expectável, que em termos médios o impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais seja nulo, uma vez que o impacto na tarifa de Acesso às Redes será presumivelmente acompanhado de uma redução na componente de energia, já que os produtores na Península Ibérica deixam de repercutir o encargo pela injeção na rede nas suas licitações em mercado grossista.”*

O CT entende que a ERSE deverá assegurar a monitorização desta sua afirmação no documento justificativo, situação em que o CT dá o seu acordo a esta proposta.

2. TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Na proposta submetida à presente consulta, a ERSE propõe aumentar o peso da potência contratada na tarifa de uso da rede de distribuição (URD) em BTN.

De acordo com o documento justificativo que acompanha a consulta pública, apesar de manifestar a intenção de manter para o próximo período de regulação a sua análise dos custos incrementais médios de longo prazo, que assenta na potência em horas de ponta e na potência contratada como indutores de custos das tarifas de URT e URD, a ERSE propõe que a conversão do preço de potência em horas de ponta, ao nível da URD BT, não ocorra apenas para a energia ativa, mas também parcialmente ao nível do preço de potência contratada.

Efetivamente, como referido no documento justificativo, esta proposta da ERSE vem ao encontro das recomendações que o CT tem emitido, no sentido de se rever a estrutura das tarifas de acesso às redes no que respeita ao peso das componentes de potência e de energia, de forma a alinhá-las com a estrutura de custos da atividade e respetivos indutores.

Pelo exposto, o CT concorda com a proposta agora apresentada pela ERSE, de se aumentar o peso da potência contratada na tarifa de URD BT, uma vez que promove um maior alinhamento com a estrutura de custos da atividade de distribuição, que tem uma maior correlação com a potência do que com o consumo.

3. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Como já referido no enquadramento do presente parecer, a revisão proposta para o Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT SE) tem como objetivo, entre outros, a revisitação da estrutura tarifária aplicada às atividades reguladas, procurando implementar uma regulação, num contexto desafiante e inovador, com vista à promoção de uma transição energética ao menor custo possível, dando simultaneamente, sinais económicos, de curto e longo prazo.

No entender da ERSE, uma estrutura tarifária eficiente nas redes deve:

- (1) Recuperar apenas os custos relacionados com a rede elétrica,
- (2) Ser neutra em termos tecnológicos para evitar subsídios cruzados, e
- (3) Alocar, de forma adequada, os custos das redes aos utilizadores das mesmas.

As opções tarifárias oferecidas ao mercado, ou seja, o direito dado ao cliente final de optar por mais do que uma estrutura de preços nas tarifas reguladas pela ERSE, deveriam convergir, a prazo, para a estrutura da tarifa aditiva, entendida como a tarifa mais eficiente e que resulta da soma direta das várias tarifas por atividade que a compõem.



O CT concorda genericamente com estes princípios, sem prejuízo da sua aplicação dever ser, em cada momento, cotejada com outras variáveis como a competitividade da economia nacional, com o bem-estar das famílias, considerando a relevância especial do Sistema Energético Nacional no conjunto da sociedade.

Neste sentido de dar um passo suplementar na construção de um sistema mais eficiente, a ERSE submete a apreciação a implementação de uma nova opção tarifária no acesso às redes, designada por “tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT” para Portugal Continental.

A ERSE considera que esta nova opção tarifária para a tarifa de Acesso às Redes congrega dois elementos relevantes para o objetivo perseguido:

- a) Um sinal locacional: a diferenciação dos períodos horários por área de rede geográfica permite uma melhor aderência das tarifas aos custos;
- b) Aperfeiçoamento do sinal de preço em ponta.

A alteração introduzida traduz um aperfeiçoamento do sinal de preço das redes em horas de ponta ao longo do ano, uma vez que agrava o sinal económico nos períodos que comprovadamente apresentam de forma persistente uma maior utilização da rede. A atividade em horas de ponta que ocorre fora da época alta fica assim desagravada. Paralelamente, promove-se uma maior harmonização com Espanha, que também diferencia o preço em horas de ponta ao longo do ano.

A opção tarifária caracteriza-se, resumidamente, pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa).

A proposta assenta nas conclusões retiradas do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal Continental, que se realizou entre os dias 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019, de acordo com as regras aprovadas com a Diretiva n.º 6/2018 da ERSE, de 27 de fevereiro.

O CT valorizou o detalhe da exposição do projeto piloto e das condições da sua realização, nomeadamente a amostra com 82 participantes, mais limitada do que o previsto, com uma heterogeneidade da dimensão e características dos setores de atividade económica, características de consumo associadas, designadamente, ao perfil e ao consumo anual de energia elétrica, contratação de diferentes comercializadores e distribuição dos clientes pelos níveis de tensão abrangidos, que condicionou a representatividade da amostra (não houve clientes MAT ou grupo de controlo, por exemplo) e respetivas conclusões.

A ERSE refere que a análise custo-benefício do referido piloto determinou um benefício líquido positivo, sobretudo pela diferença entre os custos de implementação e desenvolvimento e os ganhos estimados por diferimento de investimentos em redes elétricas¹⁷⁶. A valorização dos custos evitados, estimados entre 2018-2040, não é despiciente embora a magnitude dependa fortemente da metodologia de monetização adotada. O CT releva que vingou a opção metodológica da ERSE por ser “considerada mais completa para efeitos de monetização do diferimento de investimentos em rede”.

O CT regista a opção escolhida e respetivo balanço positivo apresentado pela ERSE, mas recomenda um período mais alargado de monitorização para que os benefícios sejam avaliados de modo mais rigoroso, bem como um horizonte temporal de extrapolação mais contido, dada a rápida evolução e transformação que o setor vai conhecer a curto e médio prazo.

A nova definição permite aumentar a granularidade temporal entre épocas diferentes e a granularidade locacional entre áreas de rede.

¹⁷⁶ Segundo a ERSE, há uma redução do benefício social e um impacto reduzido nas perdas de rede referentes aos níveis de tensão de MAT, AT e MT.



A divisão do ano nas épocas alta, média e baixa para cada área de rede, que decorreu da análise efetuada, é resumida no quadro abaixo. Os mapas horários a propor terão uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época.

Duração dos períodos horários no ciclo de contagem semanal da nova opção tarifária

| | | Época Alta | Época Média | Época Baixa |
|-------------------------------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|
| Dias úteis | Horas de ponta | 5 horas/dia | 5 horas/dia | 3 horas/dia |
| | Horas cheias | 12 horas/dia | 12 horas/dia | 14 horas/dia |
| | Horas de vazio normal | 3 horas/dia | 3 horas/dia | 3 horas/dia |
| | Horas de super vazio | 4 horas/dia | 4 horas/dia | 4 horas/dia |
| Sábados, domingos, e feriados | Horas de ponta | – | – | – |
| | Horas cheias | 3 horas/dia | 3 horas/dia | 3 horas/dia |
| | Horas de vazio normal | 17 horas/dia | 17 horas/dia | 17 horas/dia |
| | Horas de super vazio | 4 horas/dia | 4 horas/dia | 4 horas/dia |

A estrutura apresentada diverge do ciclo de contagem semanal vigente em dois aspetos:

- Relativamente aos sábados, domingos e feriados existe um tratamento uniforme destes dias, enquanto na regulamentação vigente o ciclo semanal distingue as durações diárias a aplicar entre os sábados comparativamente com os domingos e os feriados;
- A aplicação dentro do ano passa a estar dividida por 3 épocas distintas, quando atualmente a separação é por dois períodos apenas, nomeadamente em hora legal de inverno e hora legal de verão.

O relatório da ERSE conclui, adicionalmente, que os padrões de utilização da rede justificam a divisão de Portugal continental em três áreas de rede, nomeadamente nas áreas de rede do norte, do centro e do sul. As características determinantes que levaram à constituição destas três áreas de rede foram a localização dos três meses de pico e a caracterização dos picos de utilização das redes em termos de número de localização (a maioria das áreas seguem um comportamento *winter-peaking*, enquanto a área do sul segue claramente uma situação de *summer-peaking*)

Distribuição das épocas para a nova opção tarifária

| | Área de rede do Norte | Área de rede do Centro | Área de rede do Sul * |
|-----------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| Janeiro | Alta | Alta | Média |
| Fevereiro | Alta | Alta | Média |
| Março | Média | Média | Baixa |
| Abril | Baixa | Baixa | Baixa |
| Maio | Baixa | Baixa | Baixa |
| Junho | Baixa | Baixa | Baixa |
| Julho | Baixa | Baixa | Alta |
| Agosto | Baixa | Baixa | Alta |
| Setembro | Baixa | Baixa | Alta |
| Outubro | Baixa | Baixa | Baixa |
| Novembro | Média | Média | Baixa |
| Dezembro | Alta | Alta | Baixa |



A estrutura de preços da nova opção tarifária para a tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT é apresentada no quadro seguinte, confrontando-a com a estrutura vigente:

ESTRUTURA VIGENTE

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT | | |
|---|----------------------------|--------------|
| Potência | | (EUR/kW.dia) |
| | Potência em horas de ponta | X,XXXX |
| | Potência contratada | X,XXXX |
| Energia ativa | | (EUR/kWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | X,XXXX |
| | Horas cheias | X,XXXX |
| | Horas de vazio normal | X,XXXX |
| | Horas de super vazio | X,XXXX |
| Períodos II, III | Horas de ponta | X,XXXX |
| | Horas cheias | X,XXXX |
| | Horas de vazio normal | X,XXXX |
| | Horas de super vazio | X,XXXX |
| Energia reativa | | (EUR/kvarh) |
| | Indutiva | X,XXXX |
| | Capacitiva | X,XXXX |

NOVA OPÇÃO

| TARIFA DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAL EM MAT, AT E MT | | |
|--|-----------------------|--------------|
| Potência | | (EUR/kW.dia) |
| Potência em horas de ponta | Época Alta | X,XXXX |
| | Época Média | X,XXXX |
| | Época Baixa | X,XXXX |
| | Potência contratada | X,XXXX |
| Energia ativa | | (EUR/kWh) |
| | Horas de ponta | X,XXXX |
| | Horas cheias | X,XXXX |
| | Horas de vazio normal | X,XXXX |
| | Horas de super vazio | X,XXXX |
| Energia reativa | | (EUR/kvarh) |
| | Indutiva | X,XXXX |
| | Capacitiva | X,XXXX |

A adesão a esta nova opção tarifária nas TAR em MAT, AT e MT é voluntária, mantendo-se em vigor, por defeito, a atual estrutura tarifária.

Salientam-se duas alterações face à estrutura vigente nas TAR, nomeadamente a ausência de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa e a diferenciação por época no preço de potência em horas de ponta (épocas alta, média e baixa). Note-se que a definição da variável de potência em horas de ponta manter-se-á inalterada.

Estas alterações procuram refletir, sinteticamente, o uso e custo das redes que variam no tempo e no local sendo que a estrutura ideal das tarifas de uso das redes deveria contemplar - e diferenciar - estas duas dimensões. A diferenciação temporal das tarifas de uso das redes já é uma realidade para os clientes em todos os níveis de tensão, mas a diferenciação pelo local não se encontra especificamente prevista, até porque poderia ser entendida como contrariando o princípio da uniformidade tarifária estabelecida na legislação.

O princípio da uniformidade tarifária, também inscrito no RT SE, tem sido desde sempre aplicado no sentido de promover preços uniformes em todo o território português, o que se entende perfeitamente na ótica do consumidor.

A ERSE entende, contudo, que é possível preservar a uniformidade tarifária apesar deste sinal locacional através de períodos horários a aplicar de forma diferenciada no território, desde que seja garantida a equivalência da duração total anual dos vários períodos horários entre as várias áreas de rede¹⁷⁷.

O CT acompanha o raciocínio da ERSE, em termos conceptuais, pois é efetivamente possível entender uma uniformidade tarifária em termos de preço médio, com preços e condições de aplicabilidade diferenciadas em função de determinados fatores, como o local ou períodos horários, mas alerta para o risco de afastamento do senso comum do princípio da uniformidade tarifária, podendo criar, uma percepção de regulação teórica, distante e até inconsistente. Uma regulação também é tanto mais eficaz quanto melhor for entendida pelos seus destinatários e beneficiários.

¹⁷⁷ Segundo a ERSE, para assegurar que a duração anual das horas de ponta em cada época seja idêntica nas três áreas de rede, e tendo em conta as diferenças no número de dias úteis por mês, considera-se necessário fazer um ajustamento na definição das épocas na área de rede do sul, de forma a alinhar as durações anuais com as restantes áreas de rede



O CT recomenda, assim, avanços progressivos e cautelosos nos princípios de funcionamento do setor, que também são históricos e culturais, à medida que a literacia energética vai aumentando. Aos dias de hoje, a uniformidade tarifária é um pilar do SEN, pelo que esta alteração ao RT só é aceitável na medida em que a opção tarifária agora proposta seja voluntária.

Devido à diferenciação por época do preço de potência em horas de ponta, e de forma a evitar adesões intermitentes e ou estratégicas a esta opção tarifária¹⁷⁸, o CT regista favoravelmente a proposta de introdução de um critério de permanência mínima nesta opção tarifária: o cliente deve permanecer no mínimo durante a totalidade da época alta nesta nova opção tarifária, sendo permitido que abandone este novo regime posteriormente, por exemplo durante a época média ou época baixa.

4. ELIMINAÇÃO DA DIFERENCIAÇÃO TRIMESTRAL NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE propõe eliminar a diferenciação trimestral nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes, e das tarifas por atividade que a compõem, devido à falta de sintonia com os mapas de períodos horários revelados no projeto-piloto para o aperfeiçoamento da TAR.

Apesar do RT SE prever preços de energia ativa diferenciados por trimestre, na prática apenas são publicados preços diferenciados por semestre: os preços de energia nos trimestres II e III são iguais e os preços de energia nos trimestres I e IV são iguais.

O relatório de análise ao projeto-piloto, relativo ao aperfeiçoamento das TAR, conclui que a utilização das redes de transporte e distribuição não apresenta uma sazonalidade trimestral. No teste piloto, foi verificado que a maioria das áreas segue um comportamento *winter-peaking*, apenas a área do sul segue claramente uma situação de *summer-peaking*. Acresce que a sazonalidade encontrada não se delimita exatamente com a periodicidade trimestral. Por outro lado, a sazonalidade explícita nos preços de energia trimestrais tem uma materialidade inferior à sazonalidade implícita que consegue ser transmitida com a localização dos períodos horários.

Assim, é proposto alterar o articulado no sentido de apenas prever a diferenciação dos preços da energia ativa por período horário (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio), mas não por período trimestral. Esta alteração ocorre na tarifa de uso global do sistema, na tarifa de uso da rede de transporte e na tarifa de uso da rede de distribuição.

Consequentemente, esta alteração eliminará a diferenciação trimestral na tarifa de acesso às redes em MAT, AT, MT e BT.

O CT regista a expectativa da ERSE quanto ao impacte tarifário desta alteração nos clientes como sendo residual devido a reduzida amplitude vigente na diferenciação trimestral.

O CT não se opõe a esta proposta que é, aliás, consistente e alinhada com a proposta da nova opção tarifária opcional para as TAR.

5. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AUTOCONSUMO

No que respeita às TAR aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica a ERSE propõe:

- a) Que a discriminação das TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP passe a ser sempre tri-horária;
- b) Que, na sequência da proposta anterior, se torne obrigatória a discriminação tri-horária das TAR aplicáveis às instalações aderentes ao autoconsumo;

¹⁷⁸ Segundo a ERSE, face à diferenciação do preço de potência em horas de ponta, na ausência de restrições de mudança entre a TAR opcional e a TAR base, um cliente teria uma vantagem económica em estar na nova opção tarifária apenas durante as épocas média e baixa, mudando para a TAR base durante a época alta, evitando assim o seu sinal de preço agravado.



- c) Que o cálculo das TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP passe a considerar situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão;
- d) Que as TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP sejam incluídas no RT.

Analisando sequencialmente as propostas da ERSE, o CT tem a comentar:

Relativamente à primeira proposta, a ERSE entende que a discriminação tri-horária será uma forma de promover uma utilização mais racional das redes, uma vez que, face ao perfil de produção da tecnologia dominante em projetos de autoconsumo (solar fotovoltaico), é esperado que a utilização da RESP por estes projetos ocorra em períodos fora de vazio.

O CT reconhece que a utilização racional das redes deve ser incentivada. No entanto, face aos requisitos de proximidade exigidos a projetos de autoconsumo e ao facto de a energia produzida em autoconsumo substituir o fornecimento por um comercializador, em oposição a ocorrer em acréscimo aos fluxos de energia já existentes, não é evidente que haja uma utilização adicional das redes. O CT recomenda que, para que possa ser tomada uma decisão fundamentada sobre esta matéria, a ERSE analise o impacto efetivo da utilização da RESP pelos projetos de autoconsumo, aguardando pela operacionalização de projetos com esta tipologia.

A segunda proposta é sequencial à anterior, pelo que, de forma a prevenir “*comportamentos oportunistas*”, a ERSE propõe que se torne obrigatória a discriminação tri-horária das TAR aplicáveis às instalações aderentes ao autoconsumo.

O CT reconhece a racionalidade da proposta, de um ponto de vista técnico, em especial se analisada em conjunto com a proposta anterior. No entanto, o CT considera que deve aqui ser privilegiada a manutenção das expectativas dos autoconsumidores que não esperam que o seu “regime normal” de fornecimento de eletricidade seja afetado pela decisão de aderir a um projeto de autoconsumo. Sem que se observe um sobredimensionamento das UPAC, é expectável que, nas horas de maior consumo, parte do consumo de energia destes autoconsumidores continue a ter de ser assegurado por um comercializador.

Deste modo, se esta receção de energia da rede ficar, obrigatoriamente, sujeita a TAR com desagregação tri-horária, esse consumo ficará significativamente mais caro em períodos fora de vazio, o que poderá, inclusivamente, desincentivar projetos de autoconsumo coletivo. Aliás, a própria ERSE avança com a sugestão de se realizar um projeto piloto para as TAR com preços dinâmicos em BT, o que poderá contribuir para uma melhor caracterização da situação e potenciais impactes.

Deste modo, também aqui o CT recomenda o adiamento desta decisão, aguardando pela existência de dados concretos que permitam uma análise mais fina de eventuais impactos.

Quanto à terceira proposta, a ERSE avança com a definição de um fator, com valor entre 0 e 1, a aplicar às TAR do autoconsumo através da RESP quando se observar a inversão do fluxo de energia entre níveis de tensão. O CT concorda que as situações potencialmente geradoras de custos adicionais para as redes devem ter reflexo tarifário, em particular garantindo que são os autoconsumidores que causem ou beneficiem da situação de inversão do fluxo a suportar os custos que daí possam advir.

Sem prejuízo do anterior, o CT alerta para a complexificação das tarifas que resultará desta proposta, novamente recomendando que a operacionalização não induza dificuldades acrescidas que prejudicarão a atratividade deste regime para pequenos promotores. Do mesmo modo, o CT nota a necessidade de serem definidas de forma clara as situações em que estas tarifas serão aplicadas, recomendando que sejam explicitadas e desenvolvidas no RT, as obrigações constantes do Regulamento do Autoconsumo ([RAC](#)) quanto às entidades a quem caberá identificar as situações de inversão de fluxo e o processo operacional de aprovação e aplicação dessas tarifas a projetos de autoconsumo específicos.



Quanto à quarta proposta, na lógica sempre defendida pelo CT de promoção da clareza e harmonização regulatória, regista-se positivamente que as tarifas constantes do RAC sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

6. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

De acordo com a definição na Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, relativa ao mercado interno da eletricidade, o armazenamento de energia, ao nível da rede elétrica, consiste na «*transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção ou a conversão de energia elétrica numa forma de energia que possa ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia em energia elétrica ou utilização enquanto outro vetor energético*» [art.º 2.º].

Do mesmo modo, o armazenamento de energia elétrica é apresentado como uma alternativa à expansão da rede elétrica, uma vez que permite acomodar mais consumo na rede para a mesma capacidade instalada.

O CT nota que estas definições são abrangentes, não se limitando à energia elétrica, mas alargando o âmbito às instalações de conversão de energia elétrica em qualquer forma de energia (“*Power to X-facilities*”), incluindo a produção de hidrogénio, notando que, segundo o CEER, estas instalações poderão competir com outras instalações do setor elétrico ou do setor do gás.

É também enfatizado que o armazenamento de energia aporta flexibilidade da procura que permite integrar fontes de energia renováveis e facilitar o equilíbrio entre a oferta e a procura, a fim de estabilizar a rede elétrica, manter a segurança do aprovisionamento e evitar flutuações extremas dos preços de energia.

Em termos de classificação dos diferentes modelos de instalações de armazenamento, são especificamente consideradas as condições de ligação à rede pública:

- a) Instalações dedicadas ou autónomas
 - I. Consumo de energia por parte da instalação fica sujeita ao pagamento de tarifas de acesso às redes, como qualquer ponto de consumo;
 - II. A injeção de energia elétrica não está sujeita ao pagamento de tarifas de uso de redes;
 - III. Sujeito a licenciamento autónomo específico.
- b) Instalações de consumo que integrem armazenamento – apoia a gestão do consumo dessa instalação e pode possibilitar a injeção de energia excedentária na rede.
- c) Instalações de produção que integrem armazenamento – meio de controlo da energia produzida, podendo reforçar o consumo/absorver energia da rede.

A ERSE propõe regulamentar as TAR a aplicar a instalações de armazenamento, concretamente:

- a) Aplicar TAR deduzidas dos CIEG às instalações autónomas de armazenamento, mantendo o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição), mas evitando-se um duplo pagamento de CIEG;
- b) Manter a isenção do pagamento de TAR para as centrais hidroelétricas com bombagem, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem.

O CT reconhece a extensão da análise da ERSE, comparando o regime nacional relativo ao armazenamento com o de outros países europeus, e avaliando os regimes de armazenamento de energia atualmente existentes em Portugal (associados ao autoconsumo e associados a centrais hidroelétricas com bombagem). No entanto, como a própria ERSE reconhece, as instalações autónomas de armazenamento



ainda não se encontram enquadradas pela legislação nacional, o que poderá levar a que qualquer regime regulamentar que agora seja estabelecido tenha de ser revisto a curto prazo.

Assim, quanto às instalações autónomas de armazenamento, o CT considera que a definição do enquadramento regulamentar de uma atividade que não tem ainda enquadramento legal deve ser adiada até que essa clarificação legal ocorra. O CT regista a sugestão da ERSE quanto à proposta de tarifas a aplicar a esta atividade, mas não considera estarem reunidas as condições para expressar um parecer favorável. Qualquer avaliação do proposto deverá ser reservada para o momento em que ela tenha enquadramento legal.

Quanto à isenção do pagamento de TAR para as centrais hidroelétricas com bombagem, o CT concorda com a manutenção do tratamento tarifário aplicável às centrais hidroelétricas com bombagem no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem, concordando com a ERSE relativamente ao contributo positivo que a bombagem potencia na utilização do sistema elétrico, aumentando a sua flexibilidade.

Já no que respeita ao regime aplicável a outras tecnologias de armazenamento, quando desempenhem essa função de modo efetivo, com ou sem conversão para outras formas de energia, o CT regista que a sua evolução pode determinar um novo enquadramento regulamentar.

Por fim, o CT nota que não é proposta qualquer alteração ao regime a aplicar às instalações de armazenamento enquadradas em projetos de autoconsumo, o que é coerente com o facto de o RAC ter sido recentemente discutido em consulta pública.

7. TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

A ERSE propõe que, nas TAR aplicáveis à mobilidade elétrica, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário, concretamente através de uma imputação decrescente (entre horas de ponta, horas cheias e horas de vazio) do preço de potência contratada ao termo de energia. Esta alteração visa melhorar os sinais de preço que incentivam uma melhor utilização das redes.

Considerando que a estrutura destas tarifas atualmente em vigor já apresenta diferenciação horária, o CT nada tem a opor ao aperfeiçoamento da metodologia de conversão, em particular tendo em vista o incentivo à racionalidade na utilização das redes. Em todo o caso, a ERSE deve monitorizar os resultados desta alteração na metodologia de conversão, de modo a assegurar que não produzem resultados demasiado disruptivos face ao valor atual das TAR nos diferentes períodos horários, com um eventual efeito pernicioso de desincentivo de adesão à mobilidade elétrica.

Por último, o CT não vê objeções a que as tarifas constantes do Regulamento da Mobilidade Elétrica sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

B. REGIÕES AUTÓNOMAS

1. TARIFA DE ENERGIA PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS

Na proposta de reformulação do Regulamento Tarifário, em apreço, a ERSE propõe, no Artigo 67.º-A da proposta de articulado, a introdução no quadro regulamentar de uma tarifa de energia específica para cada região autónoma (RA), que pode apresentar preços diferentes da tarifa de energia a aplicar em Portugal continental, desde que preserve o princípio da uniformidade tarifária em termos de preço médio.

Subjacentes a esta proposta de alteração estão os seguintes fundamentos:



- a) a tarifa de energia do setor elétrico, que integra a tarifa de venda a clientes finais¹⁷⁹ aplicada pelos CUR, apresenta uma estrutura de preço com diferenciação por período horário e por trimestre;
- b) nos estudos que determinam a diferenciação por período horário e por trimestre, a ERSE recorre à informação de preços do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), de forma a assegurar uma tarifa aderente à estrutura de custos na geração. Os preços do MIBEL representam os sinais económicos de um mercado concorrencial, que junta os produtores em território continental de Portugal e Espanha;
- c) no facto das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não participarem no MIBEL, não sendo por isso possível afirmar que os preços no MIBEL refletem a estrutura horária dos preços marginais de produção nesses dois arquipélagos.

A proposta apresentada está sujeita às seguintes condicionantes:

- a) de forma a refletir a estrutura horária do preço de produção nas regiões autónomas, a tarifa de Energia específica para cada região autónoma, deverá ter em conta os custos horários de produção nessas regiões. As novas tarifas de energia nas regiões autónomas terão a mesma variável de faturação que a tarifa de energia a aplicar no território continental;
- b) a ERSE considera que tendo em conta o princípio da uniformidade tarifária, em particular entre o território continental e as regiões autónomas, é importante garantir que essa estrutura horária de preços se traduz numa tarifa de energia equivalente em termos médios. Quer isto dizer que, se a nova tarifa de energia de cada região autónoma apresentar um preço de ponta mais elevado do que a tarifa de energia de Portugal continental, esse preço deve ser compensado por preços mais baixos em horas cheias ou em horas de vazio, de forma a preservar a uniformidade tarifária;
- c) atendendo a que cada região autónoma é composta por várias ilhas, que não dispõem de interligação de redes entre si, do ponto de vista teórico, refere o regulador, seria possível idealizar uma tarifa de energia por cada ilha de cada região autónoma. Contudo, o regulador considera que por razões de prudência e de melhor controlo dos impactes tarifários, atualmente, a opção mais adequada consistirá na introdução de uma tarifa de energia específica para cada região autónoma, mas comum para todas as ilhas de cada região.

Nestes termos, conclui a ERSE que a determinação concreta da estrutura horária da tarifa de Energia para as regiões autónomas carece de uma análise de dados atuais e discriminados, a concluir no processo de aprovação das tarifas e preços do setor elétrico e, na ausência de informação fiável e devidamente analisada pela ERSE, as tarifas de energia das regiões autónomas deverão continuar a assumir preços iguais à tarifa de energia do território continental.

Reconhece ainda o regulador que, com exceção dos clientes em BTN com tarifa simples, em que o impacte tarifário esperado é nulo, nos restantes casos e dependendo do perfil de consumo, a nova tarifa de Energia poderá ter um impacte tarifário. A este propósito, a ERSE relembra a existência de mecanismos de limitação de acréscimos tarifários, salientando a importância de mitigar os impactes tarifários preço-a-preço, particularmente na situação pandémica em que Portugal se encontra.

Face ao exposto, o CT considera que a introdução de uma tarifa de Energia específica, para cada uma das regiões autónomas, constitui um *proxy*, à estrutura de custos referentes à produção de energia de cada arquipélago.

¹⁷⁹ No território continental designa-se por tarifa transitória de venda a clientes finais.



O CT manifesta também compreensão à argumentação apresentada pela ERSE, sustentada em razões de prudência e de controlo dos impactes tarifários, de optar por uma tarifa de energia para cada Região.

O CT entende, no entanto, que a alteração proposta deverá ser devidamente mensurada, ou seja, acompanhada de uma análise de impactos tarifários, em cada região autónoma, como a própria ERSE admite, de forma a melhor fundamentar a emissão de um parecer, em particular na atual situação pandémica.

Deve merecer particular atenção a forma de aplicação do princípio da uniformidade tarifária, demonstrando-se de forma robusta como se garante a uniformidade - por exemplo, relacionando os níveis de consumos médios registados em horas de ponta e em horas cheias ou em horas de vazio, com os novos preços propostos para aqueles períodos.

2. REVER MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Na sua redação vigente, o RT do setor elétrico prevê um mecanismo de convergência para cada Região Autónoma, que controla a convergência preço-a-preço das tarifas de venda a clientes finais nas RA para os preços de venda a clientes finais em Portugal continental.

Neste sentido, a proposta apresentada pela ERSE e exposta no ponto anterior deste parecer requer necessariamente uma adaptação dos mecanismos de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas RA, no sentido de definir como preços-alvo os preços da tarifa aditiva relevante de cada RA.

Assim, na sequência da proposta do regulador de introduzir no quadro regulamentar uma tarifa de Energia específica para cada região autónoma, o CT não pode deixar de concordar com a necessidade de uma adaptação nos mecanismos de convergência anteriormente referidos.

Não obstante, o CT destaca o seguinte:

- O princípio da convergência tarifária nas regiões autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores daquelas regiões sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos;
- Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada região autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente;
- O processo de convergência tarifária entre as tarifas das RA e de Portugal continental iniciou-se a partir de 2003, quando as tarifas de venda a clientes finais das RA passaram a ser fixadas pela ERSE, em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o continente;
- Apenas no exercício tarifário de 2021 foi assegurada, pela primeira vez, a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente.

Neste contexto, o CT, reconhecendo que se está perante um exercício complexo, receia que a introdução no quadro regulamentar de uma tarifa de energia específica para cada região autónoma possa deteriorar o processo de convergência tarifária em curso.

3. TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

As disposições relativas às tarifas de energia e comercialização para a mobilidade elétrica nas regiões autónomas encontram-se atualmente no [RME](#). Segundo a ERSE, esta situação foi necessária e considerada



adequada na altura para ter todas as disposições relativas ao setor da mobilidade elétrica numa única peça regulamentar. Considerando que estas tarifas de energia e comercialização se referem ao setor elétrico, e tendo em conta o tempo entretanto decorrido, a ERSE entende justificar-se agora a sua incorporação no RT.

À semelhança das tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica, o CT não vê objeções a que as tarifas de energia e comercialização para a mobilidade elétrica nas regiões autónomas sejam incorporadas no Regulamento Tarifário, em conformidade com a prática adotada em relação às restantes tarifas do setor elétrico.

C. OUTRAS PROPOSTAS

1. ALTERAÇÃO DA UNIDADE DE REFERÊNCIA DE EUR/MÊS PARA EUR/DIA

Na proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em apreço, a ERSE propõe, no que diz respeito a tarifas e preços, a alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário, ou seja, de EUR/Mês para EUR/dia, salientando que se mantém inalterada a periodicidade de faturação.

Subjacentes a esta proposta de alteração estão os objetivos de, por um lado, proceder à harmonização de definições e conceitos em ambos os setores (do gás e da eletricidade) e, por outro lado, a simplificação da informação publicada pela ERSE quanto a tarifas e preços.

Tendo em conta os objetivos enunciados o CT concorda com esta proposta, até porque da mesma não resultam quaisquer impactes tarifários.

2. HARMONIZAÇÃO DAS MATÉRIAS REGULAMENTARES COM A RESTRUTURAÇÃO DO RRC

A ERSE propõe que várias disposições retiradas do Regulamento de Relações Comerciais ([RRC](#)) aquando da sua última revisão sejam agora incorporadas no RT, em particular nos casos em que outras disposições sobre o(s) mesmo(s) tema(s) não façam já parte deste regulamento e em que não seja proposta a sua eliminação. Adicionalmente, a ERSE aproveita também a oportunidade para incluir no RT disposições relevantes vertidas em despachos seus.

Assim, é proposto que passem a incorporar o RT as disposições relativas à faturação do operador da rede de distribuição em MT e AT ao operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT, à definição das variáveis de faturação das tarifas aplicáveis às diferentes atividades e às regras de faturação da energia reativa.

O CT nada tem a opor a esta proposta, considerando que contribui para uma melhor organização do enquadramento regulatório do setor elétrico e está em linha com o proposto aquando do processo de consulta pública de revisão do RRC, entretanto aprovado.

3. EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS EM AT

O CT nota que, no cumprimento do normativo legal que regula a liberalização do mercado retalhista de eletricidade e a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, em 2021 deixam de se aplicar as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) em AT, revelando-se necessário ajustar a redação do RT, de modo a refletir esta alteração.

Por esse motivo, a ERSE propõe eliminar as referências às TTVCF e à tarifa de comercialização em AT do articulado do RT, o que conta com a concordância do CT, já que estas tarifas deixarão de ter enquadramento na legislação.



D. PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR

1. OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS

O Pacote de Energia Limpa, enquadramento legal europeu para o setor elétrico, visa estabelecer um papel mais relevante para a flexibilidade da procura, potenciando uma participação mais ativa dos consumidores, das comunidades de cidadãos para a energia e dos agregadores, entre outros.

A importância da flexibilidade e gestão da procura pode passar pelo acesso a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos, objeto deste primeiro ponto que a ERSE introduz para discussão pública sem propostas de alteração regulamentar.

Neste capítulo a ERSE coloca a questão da disponibilização de ofertas de preços dinâmicos pelos comercializadores do mercado liberalizado (ML), não prevendo a disponibilização destas ofertas pelo comercializador de último recurso.

A ERSE esclarece que a [Diretiva \(UE\) 2019/944](#), de 5 de junho, que ainda carece de transposição para a legislação nacional, introduz o conceito de contrato de eletricidade a preços dinâmicos, o qual corresponde a «um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final, que reflete a variação de preços nos mercados à vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado». No caso português esta definição obriga a um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL.

Complementarmente a ERSE indica:

1. A implementação dessa obrigação por parte do CUR iria resultar em custos adicionais com o desenvolvimento em plataformas digitais e em processos operacionais, sem haver garantias de adesão por parte dos clientes, no pressuposto de que a adesão seria voluntária. Isto significaria a socialização pelos restantes clientes destes custos;
2. A expectativa de se atingir, a médio prazo, um valor inferior a 200 mil clientes finais no CUR, em Portugal continental, dado os prazos de obrigação de fornecimento pelo CUR estabelecidos na Portaria n.º 83/2020 de 1 de abril;
3. A disponibilização de contratos a preços dinâmicos pelo CUR pode ser vista como contrária ao papel atribuído ao mercado regulado no enquadramento europeu, nomeadamente face à Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho. Nos termos do n.º 4 do artigo 5.º da referida diretiva,
 - a. os preços regulados não devem “ir além do necessário para atingir o interesse económico geral” (alínea a),
 - b. “devem ser limitadas no tempo e proporcionadas no que respeita aos seus beneficiários” (alínea d) e
 - c. “não podem acarretar custos adicionais para os participantes no mercado de forma discriminatória” alínea e).
4. Acresce que o n.º 3 do mesmo artigo, prevê que os preços regulados devem ficar circunscritos aos clientes vulneráveis ou em situação de carência energética, embora se preveja igualmente a possibilidade de um regime transitório para a extinção dos preços regulados no n.º 6;
5. As referências aos contratos a preços dinâmicos na Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, apenas acontecem, de forma explícita, em relação aos comercializadores do mercado liberalizado (ou concorrencial).



Sobre o anteriormente exposto, o CT não pode deixar de referenciar o papel singular do CUR no âmbito do funcionamento do mercado, e por isso na sua função muito específica que não deve ser confundida com a de um comercializador em mercado.

De facto, a atividade de comercialização tem riscos próprios que incluem os decorrentes da oferta de um preço contratual com um regime diverso do preço de mercado, funcionando o comercializador em regime de mercado como um tomador do risco de mercado por ser a entidade que melhor pode gerir esse risco, e por isso assumir as perdas/ganhos implícitos.

Quando os preços estão indexados ao mercado grossista, este risco passa para o consumidor de forma integral.

Neste enquadramento, o CT considera que não cabe ao CUR apresentar ofertas estruturadas que concorram com as ofertas de mercado, uma vez que o CUR ao contrário dos restantes comercializadores em mercado, tem uma proteção de risco adicional que lhe advém da sua função específica que é regulada, podendo a sua participação potencialmente distorcer a concorrência.

O CT, no entanto, regista que o quadro regulamentar vigente em Espanha considera a existência de preços dinâmicos no CUR, daí resultando que, as condições das ofertas no retalho nos dois países, neste ponto, divergem.

Sem prejuízo da sua concordância no geral à proposta da ERSE, o CT recomenda que a sua implementação seja equacionada em consonância com a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho.

2. PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT

A ERSE entende que os contratos que apenas apresentem preços dinâmicos na componente de energia poderão não ser suficientes para promover a flexibilidade da procura no caso particular do segmento residencial, uma vez que a maior parcela da fatura de eletricidade não seria abrangida pelos preços dinâmicos. O CT concorda, naturalmente, com este diagnóstico.

O regulador considera que a introdução de preços dinâmicos na própria tarifa de Acesso às Redes em BT pode constituir uma alteração na estrutura tarifária com relevância e impacto, agilizando uma regulação mais dinâmica e orientada para as necessidades de uma transição energética focada na alocação ótima dos recursos do sistema elétrico.

Assim, a ERSE põe à discussão a oportunidade e interesse de promover um projeto-piloto visando uma revisão da estrutura tarifária nas tarifas de acesso às redes em BT, a realizar preferencialmente no ano de 2023.

O CT apoia a realização de estudos piloto que possam contribuir para uma reflexão consistente que permita uma escolha fundamentada das melhores opções para uma estrutura tarifária adequada às características do SEN.

Como também refere a ERSE, a progressiva instalação para todos os clientes em Portugal e a utilização dos contadores inteligentes associada a uma crescente capacidade analítica de caracterização e gestão das redes, habilita que estes tipos de soluções possam efetivamente ser disseminadas.

A ERSE solicita adicionalmente uma opinião em que tipo de modulação das TAR BT se deveria focar o projeto-piloto. De acordo com a exposição da ERSE, é possível equacionar duas alternativas:

- Uma tarifa de acesso às redes indexada (TAR indexada) que seguiria uma estrutura de «*Critical Peak Pricing*» e consistiria na definição de períodos críticos¹⁸⁰ com indexação automática a partir da

¹⁸⁰ Aos períodos críticos, aplicam-se preços agravados, que normalmente são acompanhados por preços desagravados nos restantes períodos. A identificação dos períodos críticos pode acontecer antes do evento, com uma antecedência reduzida, ou depois da sua ocorrência.



informação do MIBEL. A existência de uma forte correlação entre o consumo de eletricidade em Portugal e a evolução dos preços do MIBEL sustenta esta opção;

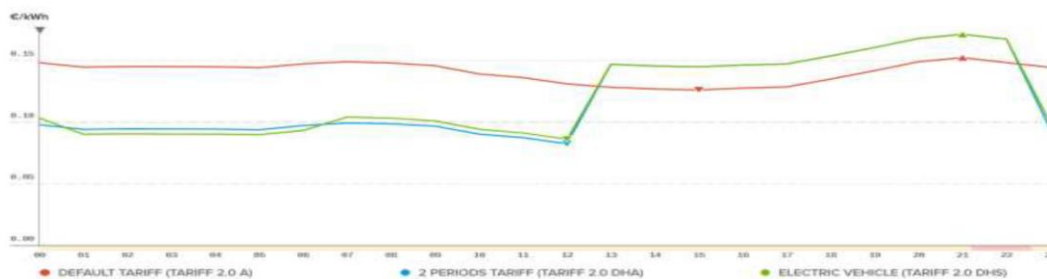
- Uma tarifa de acesso às redes sazonal (TAR sazonal) que passaria por desenhar uma opção tarifária no acesso às redes em BT com uma maior diferenciação sazonal, tanto em termos temporais como também locais.

O CT considera que, a optar-se pela realização de um teste piloto, o mesmo não deverá preferenciar algumas das hipóteses colocadas, pois será limitativo.

Sem prejuízo do CT ter reservas quanto à introdução de alguma diferenciação locacional, desde logo pelas questões associadas à defesa da uniformidade tarifária nacional, uma seleção *a priori* dos parâmetros temporais aplicáveis (“períodos críticos” ou “sazonais”) não deve ser aplicada sem que ambos sejam, pelo menos, testados em grupos de controlo.

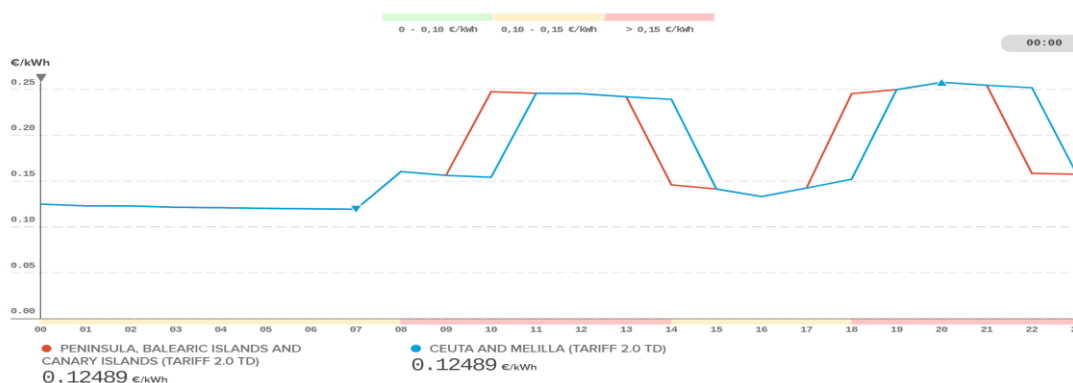
A este respeito, tal como é do conhecimento da ERSE, o CT partilha a informação de que o mercado espanhol acaba de introduzir alterações profundas na sua estrutura tarifária das tarifas de acesso para a BT (designada agora por 2.0TD). Com efeito, a partir do dia 1 de junho 2021, passou a existir uma única tarifa de acesso com diferenciação tri-horária para a energia (horas de ponta, cheias e vazio) e a possibilidade de escolha de dois termos de potência contratada distinta em cada contrato. Nessa sequência, o gráfico apresentado pela ERSE que mostrava uma relativa platitude do preço da energia da tarifa indexada do mercado regulado, passa para uma evolução retangular, mais consentânea com os perfis de consumo diário.

Figura 2-8 - Preço de energia da tarifa PVPC, em 6 de maio de 2021



Fonte: [Página](#) da Red Eléctrica de España, com valores do dia 6 de maio de 2021.

Fonte: ERSE, Documento Justificativo



Fonte: <https://www.esios.ree.es/en/pvpc> (17-06-2021)



O CT sugere que a ERSE se inteire dos pressupostos e primeiros sinais da experiência do país vizinho, sendo certo que a integração de mercados passa muito pela adoção de instrumentos e mecanismos regulatórios o mais harmonizados possível.

3. REVER FORMULAÇÃO DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

Na continuação das inovações regulamentares para um redesenho da estrutura tarifária no nosso país, a ERSE propõe continuar a ponderar uma reformulação da variável “potência em horas de ponta”, com o objetivo de dar sinais mais eficazes para a modulação da procura.

Recorda a ERSE que a potência em horas de ponta é um dos dois conceitos de potência adotados como indutores de custos para a utilização das redes de transporte e distribuição. Em particular, a potência em horas de ponta sinaliza o custo incremental de investir em troços comuns da rede, que correspondem aos ativos mais afastados dos clientes individuais e, por isso, são condicionados fundamentalmente pelos períodos de ponta da procura agregada.

Atualmente, e por definição, a potência em horas de ponta corresponde à potência ativa média calculada pelo quociente entre a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita, e o número de horas de ponta, durante o mesmo intervalo de tempo.

Na análise da ERSE aos resultados do projeto-piloto sobre aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT (abordado no ponto A.3 deste parecer), não se identificaram benefícios pela adoção de outras definições propostas com exceção da diferenciação sazonal ao longo do ano, traduzindo a noção de que o indutor de custo da potência tem um horizonte que ultrapassa o curto prazo. Por esse motivo, a proposta de uma nova opção tarifária, de caráter voluntário, mantém a definição vigente para o preço de potência em horas de ponta, propondo alternativamente uma diferenciação do preço por época.

A ERSE desafia, ainda assim, todos os intervenientes e interessados do setor para a continuação do processo de reflexão e análise sobre como melhorar esta variável de faturação com forte potencial para causar impactes tarifários significativos.

O CT encoraja a constituição de grupos de trabalho com os operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores, como proposto pela ERSE, aproveitando a base de trabalho com a informação recolhida com o projeto-piloto já realizado.

E. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

1. APROFUNDAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

1.1. ALTERAÇÃO DA DURAÇÃO DO PERÍODO DE REGULAÇÃO PARA 4 ANOS

Atendendo ao elevado nível de maturidade do setor elétrico, e dado que as metodologias e princípios regulatórios se encontram consolidados na generalidade das atividades reguladas, a ERSE renova a proposta apresentada na revisão regulamentar de 2017¹⁸¹ de aumentar a duração do período de regulação de 3 para 4 anos.

No entendimento da ERSE, esta extensão conferiria uma maior estabilidade e previsibilidade ao contexto regulatório, estando em linha com uma recomendação recente da ACER sobre metodologias tarifárias para as redes de distribuição, que aponta para a necessidade destas se manterem estáveis por um período mínimo de 4 anos, e aproximando a duração do período regulatório português da média das durações do período de regulação que se verificam nos países europeus.

¹⁸¹ Consulta Pública n.º 61, relativa à Revisão regulamentar do sector elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do sector elétrico e do sector do gás natural.



Tal como referido no seu parecer à [Consulta Pública n.º 61](#), o CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento da duração do período para 4 anos, o qual possibilitaria às empresas com atividades reguladas maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhes são aplicadas.

O CT entende também como positivo o alinhamento deste parâmetro com o implementado no setor do gás natural, bem como com as recomendações da ACER e as práticas noutros países europeus.

O CT dá assim a sua concordância à proposta de alteração da duração do período de regulação, recomendando, no entanto, precaução na parametrização das metodologias regulatórias, de modo a não fazer perigar o equilíbrio económico-financeiro das empresas com atividades reguladas, situação que, a acontecer, deverá motivar uma revisão extraordinária de parâmetros, conforme estabelecido no RT.

1.2. APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO REVENUE CAP AOS CUSTOS TOTAIS DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS

A regulação por incentivos

As atividades de transporte e de distribuição AT/MT foram inicialmente reguladas por custos aceites sem incentivos e por *price-cap* aplicado aos custos totais (TOTEX), respetivamente.

A atividade de transporte passou, em 2009, a ser regulada por incentivos, enquanto a atividade de distribuição AT/MT em 2012 passou a ser regulada por um *price-cap* aplicado ao OPEX e *rate of return* ao nível do CAPEX.

Não pode o CT deixar de sublinhar a importância da regulação por incentivos como medida de promoção de decisões eficientes por parte dos operadores.

Neste contexto, o CT considera que uma proposta de adoção do modelo TOTEX no transporte e na distribuição AT/MT deveria ser precedida de uma avaliação de balanço da aplicação dos modelos atualmente em vigor, incluindo, pelo menos, o último período regulatório, de forma a enquadrar e justificar as propostas que agora se colocam a consulta pública.

A adoção do modelo proposto – *revenue cap* com incentivos

O CT regista que a ERSE propõe agora uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais das atividades de transporte e de distribuição AT/MT.

A ERSE considera que o modelo de custos totais torna mais neutra a decisão do operador de rede (OR) de escolher entre:

- investir na rede;
- optar por outras soluções, nomeadamente a aquisição de serviços de flexibilidade, quando estes sejam a opção mais eficiente.

A ERSE entende que o setor elétrico se encontra numa fase de maturidade e estabilidade de custos que permite a adoção deste novo modelo.

Todavia, o CT questiona-se sobre a oportunidade de implementação de um modelo do tipo TOTEX no prazo e termos propostos, sem a preparação de base que lhe deveria estar subjacente.

Efetivamente, o CT entende que uma eventual mudança para um modelo TOTEX, face ao carácter disruptivo que representa, deve ser precedida de uma ampla discussão no sector e de uma adequada avaliação de benefícios e riscos da implementação em comparação com a continuidade do atual modelo.

Este ponto é crucial e tem sido a razão pela qual os modelos em utilização a nível europeu resultaram de períodos prévios de análise e implementação de vários anos, como aconteceu no Reino Unido e como ainda acontece neste momento em Itália.



O CT considera que, depois de adequadamente avaliada a aplicação de um modelo TOTEX devidamente calibrado em tempo útil, este se pode justificar em cenários de estabilidade, com reduzida variação do nível de investimento (como a própria ERSE reconhece no documento justificativo).

No entender do CT este cenário de estabilidade não existe no atual contexto de transição energética que o SEN atravessa, por subsistirem riscos de ganhos/perdas acentuados para consumidores e empresas com atividades reguladas.

A imprevisibilidade destas atividades de rede no futuro próximo tem sustentação nos seguintes aspetos:

1. A transição energética conduz a alterações do *mix* de produção cuja trajetória e localização não são integralmente conhecidas, sendo, contudo, claro o aumento de produção solar fotovoltaica e eólica e a redução drástica da produção térmica (48% de redução até 2030);
2. A crescente ocorrência de excedentes locais de produção e a sua gestão regional e nacional exigem cada vez mais redes flexíveis e bem dimensionadas;
3. Os perfis de procura, que as redes devem acomodar, estão em rápida modificação devido ao aparecimento de novas tecnologias e alteração do perfil de preços do mercado grossista;
4. A localização dos incrementos de produção e redistribuição de procura não é conhecida nem tão pouco a sua evolução no futuro próximo;
5. A potência instalada de produção para fazer face às obrigações de fração renovável de 80% em 2030 conduzem a uma potência três vezes superiores à ponta atual (cerca de 30 GW).

Neste quadro, a incerteza na previsão dos investimentos futuros e o risco de uma menos correta calibração de um modelo do tipo TOTEX, podem induzir encargos para empresas com atividades reguladas e/ou consumidores, com impacto relevante nos anos posteriores a este período regulatório.

No entender do CT, não está evidenciado que o risco prospetivado justifique a mudança face ao modelo atual.

A proposta apresentada inclui um mecanismo de partilha de desvios entre operador de rede e clientes, que pretende atenuar os impactes da implementação do modelo TOTEX proposto.

Isto resultaria numa internalização por empresas com atividades reguladas e consumidores dos desvios que resultam das incertezas associadas à implementação deste modelo nos termos propostos, nomeadamente no que toca a diferenças entre investimento planeado, permitido e executado, e os planos respetivos.

O CT não pode deixar de igualmente exprimir preocupação pela possibilidade da internalização por empresas com atividades reguladas e consumidores dos desvios que resultam das incertezas associadas à implementação deste modelo num prazo tão curto.

Entende o CT que os mecanismos de partilha devem ser destinados a isso mesmo, partilhar os ganhos/perdas decorrentes da gestão dos custos controláveis e não para corrigir eventuais erros de dimensionamento de indutores e calibração, ou para mitigar desvios induzidos por uma intempestiva implementação do modelo proposto.

Adicionalmente, analisando o modelo agora proposto pela ERSE, o CT tem dúvidas quanto à forma como este pode ser compatibilizado com o processo estabelecido para os PDIRD e PDIRT, na medida em que o modelo TOTEX prevê a fixação dos custos aceites para todo o período regulatório, que tem uma duração de 4 anos, durante o qual poderão ocorrer revisões dos planos de investimento, que são amplamente discutidas e encerram um processo de decisão específico consagrado na legislação do sector, cuja concretização poderá resultar prejudicada.



Com efeito, o CT considera que a adoção de um modelo TOTEX nos termos apresentados pela ERSE, com a fixação *a priori* de uma base de custos totais aceites sujeita a eficiência e a indutores:

- condiciona a capacidade dos operadores para se ajustarem às revisões bienais dos PDIRT e PDIRD, conflituando com o processo de decisão destes planos, atualmente estabelecida na legislação;
- exige uma preparação prévia com a análise e discussão dos indutores do modelo e da sua calibração, que não constam da proposta.

Face ao exposto, o CT entende não estarem reunidas as condições necessárias para a adoção de um modelo TOTEX nas atividades de transporte e de distribuição de AT/MT no período regulatório a iniciar em 2022, recomendando, por isso, a manutenção dos atuais modelos regulatórios.

Finalmente, o CT entende que a adoção futura deste modelo deve ser precedida de prudência e progressividade na sua introdução, por ser disruptivo, assegurando a sua ampla e prévia discussão, calibração e parametrização, para não comprometer os desejáveis objetivos de médio e longo prazos.

1.2.3. MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS APLICADO ÀS ATIVIDADES COM METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO POR TOTEX (TEE, DEE EM AT E MT E DEE EM BT)

A ERSE propõe, relativamente às atividades com metodologias de regulação por TOTEX, um mecanismo de monitorização e de partilha de ganhos e perdas diferenciais entre os recursos alocados às empresas com atividades reguladas, no período de regulação, e os reais, comparáveis, de valores de custos de exploração, depreciações e remuneração do ativo.

Este mecanismo, segundo a ERSE, pretende avaliar o valor agregado dos diferenciais de todo o período de regulação, pelo que será de aplicação após o seu término, verificando-se a sua repercussão tarifária dois anos após o último ano do período de regulação, no âmbito dos ajustamentos definitivos desse último ano.

A ERSE justifica a introdução deste mecanismo pela necessidade de diminuição do risco, quer do lado das empresas com atividades reguladas, que poderão ter custos totais desalinhados do nível de proveitos previstos, quer do lado dos consumidores, por exemplo, quando as empresas com atividades reguladas não realizarem os investimentos previstos, que estiveram na base de cálculo dos montantes alocados à metodologia do TOTEX.

A ERSE justifica ainda a introdução deste mecanismo com a mitigação de erros de previsões, relevantes no atual contexto de transição energética a nível europeu, com o surgimento de novos desafios associados a um elevado grau de evolução tecnológica e penetração de energias renováveis.

No atual modelo de regulação por incentivos, o fator X de eficiência que a ERSE impõe aos operadores no desenvolvimento das suas atividades já representa uma partilha de ganhos e perdas com os consumidores.

Neste contexto, caso se pretenda implementar um mecanismo desta natureza, ele apenas deveria ser ativado em caso de ganhos ou perdas excessivas, ou seja, quando as variações de rentabilidade excedessem um determinado limite a fixar.

Igualmente, a implementar-se o mecanismo proposto, o CT considera fundamental evitar-se a discricionariedade na sua aplicação.

De acordo com o defendido, a ERSE prevê que o valor acumulado dos diferenciais de ganhos e perdas seja partilhado entre empresas com atividades reguladas e consumidores numa proporção a definir por aplicação de um fator de partilha.

No âmbito da transparência que se valoriza no setor, é fundamental que este fator seja conhecido *à priori*, ou seja, no início de cada período regulatório, simétrico e que seja estável ao longo do mesmo período. Apenas assim os operadores terão a visibilidade de longo prazo que permitirá gerir os seus custos de forma eficiente.



1.3. INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

No documento justificativo, refere-se a introdução de um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT como medida complementar ao TOTEX, para, num contexto de contenção de custos minimizar a degradação do desempenho técnico da RNT ou melhorá-lo nas situações em que ele seja deficiente.

O novo “Incentivo de Melhoria do Desempenho Técnico da RNT” visa incentivar o operador da RNT a manter ou melhorar o desempenho técnico da RNT, com base nos outputs de atividade refletidos em diversos indicadores designadamente, a disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada ao mercado e as perdas elétricas.

O CT regista a introdução das perdas elétricas face aos parâmetros já associados ao IREI no período regulatório cessante.

Embora os indicadores de desempenho sejam na sua maioria já conhecidos e estejam aplicados, não se demonstra a sua trajetória histórica no âmbito do IREI¹⁸² relegando para o cálculo de parâmetros do período 2022-26 a definição plena da estrutura e valorização do referido incentivo.

O CT não pode deixar de sublinhar a ausência de um balanço dos resultados obtidos com a aplicação do incentivo atualmente em vigor, tendo em conta a coincidência com muitos dos outputs agora especificados para o novo incentivo. Sobre as perdas e outros outputs que se venham a considerar, o CT reforça que estes deverão ser objetivos, controláveis e mensuráveis de forma objetiva, devendo ser definidos os critérios de valorização dos benefícios associados ao incentivo na ótica da partilha do valor gerado.

F. MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA

1. INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

A ERSE tem incentivado as empresas com atividades reguladas a seguirem políticas eficientes de financiamento, bem como a adotarem práticas que assegurem o seu equilíbrio financeiro e a sua capacidade de gerar valor. O artigo 14.º do RT, em vigor, assim o determina e os próprios contratos de concessão das atividades têm vindo a incorporar estas preocupações.

Na prossecução do objetivo estabelecido nos seus Estatutos, quanto ao equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados, a ERSE vem propor a introdução do princípio de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades com atividades reguladas, que irá assentar na monitorização e divulgação de indicadores de caracterização da situação económico-financeira destas entidades. Em particular, a ERSE refere a necessidade de caracterização do nível de endividamento das entidades com atividades reguladas e da sua capacidade económico-financeira para responder aos compromissos originados pela respetiva estrutura financeira.

Este princípio tem como objetivo a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades com atividades reguladas, que inviabilizem o financiamento dos investimentos necessários para assegurar a operação e manutenção das infraestruturas relativas a concessões de serviço público ou outras atividades reguladas.

O CT regista positivamente a introdução deste princípio de sustentabilidade financeira que considera ser uma medida preventiva, tanto mais no atual contexto de uma possível reorganização deste setor, com a entrada de novas empresas com atividades reguladas com atividades reguladas.

A sustentabilidade económica e financeira das atividades reguladas é essencial. Não dependendo apenas de uma estrutura de capital adequada, o CT considera essencial que, nesta supervisão, sejam divulgados indicadores que evidenciem o desempenho referido, considerando adicionalmente o efeito de aspetos

¹⁸² IREI= Incentivo à racionalização eficiente do investimento.



específicos, designadamente a fiscalidade e os níveis de taxação direta e indireta dessas atividades em Portugal.

Sem prejuízo do objetivo subjacente à presente alteração, que tem como fundamento assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas com atividades reguladas, o CT entende que é importante salvaguardar que não são condicionadas as opções de financiamento dos agentes e que a versão final do articulado explicita os critérios de caracterização das situações ou níveis de risco que podem justificar uma intervenção da ERSE, de modo que os agentes possam conhecê-los antecipadamente.

2. INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS DE ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

Na revisão regulamentar submetida à presente consulta pública, a ERSE propõe introduzir um princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão associados ao investimento no total dos custos diretos de investimento, através da aplicação e reponderação das naturezas de custos que poderão ser sujeitos a capitalização por via regulatória.

Para o CT não fica suficientemente clara a forma como este princípio da ERSE se compatibilizará com as normas contabilísticas em vigor, que já definem critérios apropriados que balizam as regras de capitalização das empresas com atividades reguladas, nem tão pouco quais os critérios ou circunstâncias que podem determinar a possibilidade de intervenção da ERSE nas decisões dos operadores sobre as regras de capitalização.

De facto, o CT dá nota que a capitalização de todos os custos de investimento se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico em vigor, nomeadamente no Sistema de Normalização Contabilística e nos *International Accounting Standards* (IAS), destacando-se o IAS16 e o IAS38, matéria particularmente relevante no quadro de transparência e rigor exigidos a empresas com atividades reguladas cotadas e respetivas subsidiárias, em particular quando cumulativamente sujeitas a análise de *rating* internacional.

Estas normas permitem aos auditores externos independentes reproduzirem, de forma objetiva, os processos seguidos pelas empresas com atividades reguladas para esse efeito e, assim, verificarem o valor reportado nos registos contabilísticos das concessionárias, não sendo, por isso, admissíveis critérios subjetivos e não mensuráveis, designadamente decorrentes de critérios de opinião.

No entender do CT, o mecanismo agora proposto pela ERSE poderia gerar uma divergência entre a contabilidade no âmbito regulatório e a contabilidade no âmbito estatutário, o que seria indesejável e não contribuiria para criar confiança junto dos diferentes *stakeholders* das empresas com atividades reguladas.

Adicionalmente, o CT dá nota que a eventual existência de regras de capitalização divergentes para efeitos de contas reguladas e estatutárias levaria à criação de processos e sistemas paralelos de contabilidade, com custos acrescidos para o SEN e com impactos negativos nos prazos de fecho de contas.

Neste contexto, o CT reforça a importância de serem seguidas regras explícitas e incontestáveis sobre os critérios a seguir de forma verificável no apuramento do valor de um ativo contabilístico, seguindo o estabelecido no normativo internacional aplicável.

Se existir a necessidade de mais informação sobre questões relativas ao processo de apuramento das contas, estas deverão ser devidamente aprofundadas através de relatórios específicos que sejam requeridos no âmbito do RT, devendo o valor reportado neste âmbito ser objeto de opinião e certificação por parte de auditores financeiros externos e independentes, enquanto peritos técnicos autorizados nestas matérias, de forma a evitar-se qualquer posição subjetiva ou discricionária.

Pelo exposto, o CT concorda com o aprofundamento do conhecimento dos custos de estrutura e gestão, na medida em que os critérios subjacentes a este tipo de análise possam ser objeto de um relatório específico a elaborar pelo auditor, mas não pode concordar com a definição de critérios de aceitação das



naturezas de custo fora do normativo contabilístico em vigor que extravasem o juízo técnico do auditor financeiro externo independente, no quadro do normativo contabilístico vigente.

3. INTRODUÇÃO DE PARCELA DE DEDUÇÃO DE CAPEX PARA ATIVOS QUE NÃO TÊM FUNDAMENTO PARA A ENTRADA EM EXPLORAÇÃO DO PONTO DE VISTA REGULATÓRIO

A ERSE apresenta uma proposta de introdução de uma parcela a deduzir ao CAPEX, através de um mecanismo para o tratamento diferenciado da remuneração de ativos quando não existam, segundo a ERSE, fundamentos para o início da sua exploração na perspetiva regulatória.

A avaliação dessa fundamentação consta da proposta, “[...]se não cumprir com os motivos que justificaram a sua inclusão no respetivo Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes (PDIR) aprovado pelo concedente ou, no caso da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, no respetivo documento único relativo aos projetos de investimentos que pretendem realizar nos próximos 3 anos, previsto no n.º 14 do artigo 25.º do RARI, validados pela ERSE, independentemente de tais ativos terem sido transferidos para exploração na perspetiva contabilística, ou seja, tendo-se iniciado a sua amortização.[...]”.

O CT não pode deixar de sublinhar a sua concordância com o princípio de que um ativo investido só pode iniciar a sua remuneração efetiva quando estiver a cumprir a sua função técnica.

Considerando, contudo, que é exigível que as disposições regulatórias sejam claras e transparentes para todos os interessados, o CT não pode deixar de sinalizar a necessidade de as condições de aplicação do mecanismo agora proposto serem clarificadas e completadas.

Importa referir, designadamente, que os projetos poderão ter justificação mesmo na ausência de um PDIR aprovado, como tem, infelizmente, sido a prática, e mesmo porque os PDIR ou os planos não esgotam todas as necessidades que podem ocorrer, designadamente quando:

- houver aprovação *ad hoc* de um determinado projeto por parte do concedente;
- decorrer de obrigações de política energética fora dos planos e aprovadas pelo concedente;
- decorrer de uma resposta a uma situação urgente, devidamente documentada, por questões de cumprimento contratual da concessão ou de segurança operacional ou do sistema;
- resultar de necessidade de substituição de equipamento danificado ou em risco de falha;
- o projeto, tendo diversas vertentes de utilidade num quadro mais alargado de projetos, esteja a desempenhar pelo menos uma delas;
- a função técnica do projeto seja concretizada apenas com a conclusão por parte de terceiros e estes projetos incorram em atrasos não geríveis pelo operador.

Em todos estes casos, o CT considera que o mecanismo não deve ser considerado, por não resultar de antecipação indevida do investimento, situação que justificaria a consideração da aplicação do mecanismo, já que evitar essa antecipação será a sua função.

Quanto ao mecanismo escolhido, não reconhecimento do custo do capital próprio, o CT entende como adequado.

4. REVISÃO DOS PRINCÍPIOS DE ACEITAÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

As disposições regulamentares destinadas ao controlo dos custos de aquisição de energia elétrica aos centros produtores das regiões autónomas existem desde que a ERSE estendeu as suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.



Com a revisão regulamentar ocorrida em 2014, a ERSE introduziu um princípio que permitiu um maior escrutínio destes custos, tornando possível a não-aceitação, para efeitos de convergência tarifária, de custos de novas tecnologias ou nova capacidade de produção de origem renovável, caso estes provoquem um agravamento do custo unitário médio de produção do respetivo sistema electroprodutor.

Posteriormente, na redação do RT resultante da revisão de 2017, a ERSE clarificou este princípio, indicando que a disposição se aplica ao sistema electroprodutor, ou seja, na ilha onde a nova capacidade de produção se liga.

Contudo, atendendo às recentes alterações da legislação comunitária, designadamente a publicação do Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus, a ERSE propõe a adequação deste princípio regulamentar, que vigorou nos dois últimos períodos de regulação, às disposições das novas diretivas europeias sobre as regras comuns para o mercado interno da eletricidade¹⁸³ e sobre a promoção da utilização de energia de fontes renováveis¹⁸⁴.

Neste âmbito, na proposta de Reformulação do Regulamento Tarifário em apreço, a ERSE propõe uma atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica aos produtores de origem renovável e não renovável nas regiões autónomas, que incorporem as recentes alterações do quadro legal europeu.

Concretamente, a proposta materializa-se na atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica a novos produtores ou nova capacidade de produção nas Regiões Autónomas, para que estes se baseiem em processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, conforme previsto nas diretivas.

Neste sentido, os processos de seleção propostos deverão incorporar valores máximos para os preços de aquisição da nova produção que sejam consentâneos com os dados mais recentes para os custos das tecnologias em causa, devendo assumir-se como referência os valores de *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) por tecnologia e o custo unitário médio de produção na ilha onde a nova capacidade produtiva será ligada, permanecendo o objetivo de se evitar o seu agravamento devido à entrada em exploração de novos produtores.

O CT concorda com a proposta apresentada pela ERSE, considerando que esta contribui para a transparência das decisões, através de processos concorrenciais e não discriminatórios, sem prejuízo da necessidade de otimização da exploração dos recursos disponíveis em microssistemas isolados.

Adicionalmente, o CT considera que a ERSE deverá analisar a aderência da utilização dos valores de LCOE publicados internacionalmente, no âmbito das especificidades das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, recomendando que a ERSE proceda ao seu cálculo, com as devidas adaptações às particularidades destes arquipélagos.

5. ADEQUAÇÃO DOS PEDIDOS DE INFORMAÇÃO SOBRE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA ÀS ALTERAÇÕES DA LEGISLAÇÃO

A legislação associada à documentação dos preços de transferência sofreu algumas alterações, pelo que a ERSE propõe, à semelhança do que ocorreu no setor do gás, proceder à adequação do disposto no RT nesta matéria.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

¹⁸³ Diretiva (UE) 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

¹⁸⁴ Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.



G. ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Na proposta de articulado submetida a consulta pública, a ERSE propõe que o mecanismo de incentivo à redução de perdas passe a ser composto pelas três componentes seguintes:

- incentivo para redução das perdas globais, idêntico ao mecanismo atual (curva de incentivo e penalização com *cap* e *floor*, com banda morta centrada em valor percentual de perdas de referência na base da energia distribuída);
- incentivo indexado ao montante recuperado no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito, com coeficiente de indexação a definir pela ERSE;
- incentivo para redução das perdas comerciais, através de curva de incentivo e penalização com *cap* e *floor* centrada na percentagem de energia de fraude recuperada face ao volume total de energia associada a fraude (parâmetros estes a definir pela ERSE).

No entender do CT, um mecanismo de incentivo só é eficaz se tiver como foco uma variável que seja minimamente controlada pelo agente ao qual é aplicado.

Tendo por base as duas parcelas que compõem as perdas globais da rede, nomeadamente as perdas técnicas e as perdas comerciais, o CT denota que os ORD só têm um controlo mais efetivo sobre a segunda parcela, através das ações de combate ao consumo de energia por fraude ou furto¹⁸⁵.

De facto, o CT entende que a parcela de perdas técnicas se encontra muito dependente de fatores que escapam ao controlo direto dos ORD ao longo de um período regulatório, nomeadamente dos perfis de consumo e de produção distribuída e das tipologias das redes (as quais, embora mais controladas pelos ORD, dependem de investimentos que ultrapassam a duração típica de um período regulatório).

Pelo exposto, o CT entende que o mecanismo de incentivo à redução de perdas a aplicar aos ORD se deve focalizar nas componentes das perdas que estes efetivamente controlam.

Neste sentido, o CT concorda que o mecanismo a definir pela ERSE seja composto pelas duas novas componentes agora propostas, nomeadamente o incentivo indexado ao montante recuperado no âmbito das ações de combate à fraude e o incentivo para redução de perdas comerciais.

Complementarmente, o CT considera que o controlo das perdas técnicas deverá ser objetivamente abordado no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento nas Redes.

Nessa envolvente, o CT considera que a manutenção da componente do mecanismo focada nas perdas globais deverá considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não controlados pelo ORD, nomeadamente a variação do consumo e a inversão do fluxo energético que resulta da produção distribuída ligada na RND. Adicionalmente, a curva do incentivo deverá ser calibrada para um valor central que reflita o contexto de partida do novo período regulatório.

Nestes termos o CT recomenda que, independentemente do mecanismo que venha a ser definido pela ERSE para este incentivo, o indicador de perdas passe a ser definido com base na energia entrada.

Relativamente à componente 3 proposta pela ERSE, o CT verifica que um dos parâmetros da fórmula proposta pela ERSE para o incentivo de redução de perdas comerciais, ER^{Dt-2} , se refere ao valor absoluto de energia recuperada pelo ORD no combate à fraude, enquanto os parâmetros da mesma fórmula referentes à percentagem de energia de fraude recuperada pelo ORD e ao seu valor de referência, respetivamente R_{t-2} e $R_{REF,t-2}$, têm por base o valor total de energia associada a fraude, definido pela ERSE. De forma a manter a coerência da fórmula de cálculo, em particular com a base dos indicadores

¹⁸⁵ O CT aguarda a alteração da legislação aplicável.



percentuais, o CT propõe que o parâmetro ER^{Dt-2} seja definido como o volume total de energia associada a fraude.

Não obstante o acima exposto, o CT entende que é importante continuar a monitorizar a evolução do indicador de perdas globais.

Nesse domínio, o CT dá nota que, nos termos da atual fórmula de cálculo, o indicador de perdas do ORD é apurado como uma percentagem do valor absoluto de perdas sobre a energia distribuída. No entender do CT, o indicador percentual de perdas das redes, enquanto métrica de rendimento ou eficiência, deveria ser calculado com base na energia entrada e não na energia saída.

Sobre este tema, o CT destaca que, atualmente, a generalidade dos países europeus adota indicadores com base na energia entrada e que o próprio CEER recomenda a uniformização dos indicadores entre países¹⁸⁶.

2. ALTERAÇÃO DA FÓRMULA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O NÍVEL DE TENSÃO DE BT

Conforme descrito no ponto 3.3.2. do Documento Justificativo, a ERSE propõe manter para a BT um modelo de proveitos permitidos baseado em TOTEX. Neste contexto, e de forma a permitir uma maior flexibilidade na parametrização dos proveitos permitidos desta atividade, a ERSE propõe acrescentar à formulação dos proveitos permitidos uma componente fixa, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE.

No entender do CT, a adoção de uma componente fixa é positiva, uma vez que permite uma melhor correspondência entre a estrutura de proveitos e a estrutura de custos dos operadores de redes, que apresentam uma grande parcela de custos fixa.

3. REMOÇÃO DAS PARCELAS DE PROVEITOS REFERENTES AOS CUSTOS COM OS PPDA

Na sua proposta de reformulação do RT, a ERSE propõe eliminar, da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas, as parcelas de custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, com a consequente eliminação de todas as disposições a eles referentes bem como dos correspondentes requisitos de informação.

Concretamente, a proposta materializa-se em:

- a) alterar os artigos 93.º, 95.º, 102.º, 103.º, 111.º, 114.º, 118.º e 121.º, de modo a eliminar as parcelas de proveitos referentes aos custos com estes planos;
- b) eliminar os artigos 125.º e 126.º;
- c) alterar os artigos 166.º, 169.º, 170.º, 173.º, 175.º, 181.º, 182.º, 183.º, 185.º, 186.º e 187.º, de modo a eliminar os requisitos de informação referentes a estes planos.

No documento justificativo relativo à 101ª Consulta Pública, a ERSE recorda que os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) foram por ela introduzidos em 2002, com o objetivo de melhorar o desempenho ambiental das empresas com atividades reguladas do setor elétrico.

Este instrumento de regulação foi concretizado num incentivo para as empresas com atividades reguladas promoverem o desenvolvimento e o custeio de ações de melhoria do desempenho ambiental, ou seja, de medidas mitigadoras ou de compensação dos impactes ambientais associados à sua atividade.

As medidas aprovadas no âmbito dos PPDA abrangeram áreas diversas como a integração paisagística, a gestão de corredores de linhas elétricas, a proteção da avifauna, a avaliação de impactes ambientais, o estudo de impactes dos campos eletromagnéticos, gestão de resíduos e os sistemas de gestão ambiental.

¹⁸⁶ [2nd CEER report on power losses, March 2020](#), p. 9.



Nos primeiros PPDA foram aceites medidas de realização obrigatória, com comparticipação dos custos a 50%, passando, posteriormente, a só serem aceites medidas de carácter voluntário.

Os PPDA iniciaram-se no setor elétrico tendo sido alargados ao setor do gás natural em 2008.

Em 2011 verificou-se a suspensão dos incentivos, inicialmente no setor do gás natural e, posteriormente, no setor elétrico. A crise económica do país, à data, e a pressão para a redução de custos a suportar pelos consumidores, terão contribuído decisivamente para esta decisão.

O CT manifesta a sua concordância com a proposta de remoção das parcelas de proveitos referentes a um incentivo que se encontra suspenso há quase uma década. Entende, no entanto, que não se pode inferir que deixaram de existir custos de sustentabilidade ambiental.

Pelo contrário, as medidas de adaptação e de mitigação de natureza ambiental e as associadas às ambiciosas metas de neutralidade carbónica tenderão a ser crescentemente diversas e mais exigentes, bem como os custos que lhes estão associados.

Não dispondo de dados concretos referentes aos valores dos mesmos, é entendimento do CT que a matéria de *custos ambientais e de sustentabilidade* deve ser objeto de abordagem específica no RT, abordagem essa que se tem de revelar consentânea com os desafios futuros, ajustada em função das melhores práticas disponíveis e adequada à experiência vivenciada, não obstante o RT não considerar incentivos à sua prática.

4. EXTINÇÃO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES APLICADO À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO (CONTINENTE AT/MT E BT, RAA E RAM)

O incentivo ao investimento em redes inteligentes aplicado à atividade de distribuição, e introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, tinha como objetivo fomentar o desenvolvimento de novos serviços no setor elétrico, nomeadamente mecanismos de flexibilidade da procura, de gestão integrada de veículos elétricos e de oferta local de serviços de sistema, que possibilitassem a otimização da gestão do SEN, tendo por base um cenário de transição energética.

A metodologia e parametrização deste incentivo foi alvo de várias revisões nos períodos de regulação subsequentes. Em 2015 a metodologia foi alterada de modo que os benefícios decorrentes desses investimentos fossem partilhados entre o ORD e os consumidores de energia elétrica. Por último, na revisão do Regulamento Tarifário de 2017, o incentivo foi alargado às regiões autónomas.

Durante o período de vigência não se verificou adesão por parte dos operadores de rede a este incentivo. A ERSE justifica o insucesso pela sua complexidade, pelos valores reduzidos que proporciona aos operadores e pela avaliação individual de projetos, que poderá ter distorcido a lógica global da rede.

Face ao exposto, e tendo em conta que os investimentos em promoção das redes inteligentes e inovações nas redes podem ser enquadrados noutras rúbricas previstas nesta proposta, não colocando assim em causa o fomento de desenvolvimentos neste âmbito, o CT concorda com a proposta da ERSE de extinguir o incentivo ao investimento em redes inteligentes.

5. INCORPORAÇÃO DE GASTOS DE INVESTIMENTO NA COMPONENTE DE GASTOS ACEITES PELA ERSE NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

No documento justificativo da reformulação do RT do setor elétrico, a ERSE começa por referir que, recentemente, a SU Eletricidade tem vindo a realizar vários investimentos em sistemas de informação, designadamente em sistemas comerciais, uma parte dos quais diz respeito à atividade de Comercialização, cuja fórmula de cálculo do proveito permitido não contempla a remuneração do ativo.

O CT nota que a SU Eletricidade já havia alertado para esta limitação do modelo de regulação da atividade de comercialização na revisão regulamentar que antecedeu o atual período regulatório. Apesar disso, refletindo o entendimento avançado pela ERSE no documento de “Discussão dos comentários à proposta



de revisão do RT do setor elétrico”, de outubro de 2017¹⁸⁷, a remuneração dos investimentos realizados por aquela estavam a ser alocados, na sua totalidade, à componente associada à remuneração de ativos do proveito permitido da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Reconhecendo que este procedimento consubstancia uma efetiva subsídio cruzada entre atividades, o que é contrário aos princípios que orientam a regulação económica por si exercida, a ERSE sugere a inclusão de componente associada à remuneração de ativos no proveito permitido da atividade de Comercialização. O CT não pode deixar de concordar com esta proposta, relevando a extrema importância de se salvaguardar que os custos incorridos pelas empresas com atividades reguladas são corretamente repercutidos nos proveitos permitidos da atividade a que dizem respeito.

Contudo, a ERSE considera que não se justifica fazer alterações ao modelo regulatório da atividade de Comercialização, julgando desnecessário autonomizar a componente associada ao CAPEX no cálculo dos proveitos permitidos da atividade, regulado pelo artigo 109.º do RT. Em alternativa, a ERSE propõe passar a reconhecer a remuneração do ativo, a par das amortizações, na parcela Z do proveito permitido, referente aos “Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t”.

O CT constata que a fórmula de cálculo dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica das Regiões Autónomas prevê explicitamente uma parcela, não sujeita a eficiência, relacionada com a amortização e remuneração do ativo fixo¹⁸⁸. No entanto, ainda que não coincida na forma, o CT admite que, na prática, a solução avançada pela ERSE assegura a igualdade de tratamento com os CUR das regiões autónomas, manifestando a sua anuência à alteração proposta pela Entidade Reguladora.

A finalizar, e por uma questão de transparência, o CT recomenda que a descrição da parcela Z seja ajustada de forma a evidenciar que os montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência incluem, entre outros, as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade de comercialização.

6. DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS DOS CONSUMIDORES

A ERSE propõe que, na atualização do Regulamento Tarifário, se evidencie a devolução dos montantes de créditos aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas. As devoluções de créditos aos consumidores poderão surgir no âmbito das relações comerciais entre consumidores de energia elétrica e comercializador de último Recurso (CUR).

Neste contexto, foi publicada pela ERSE a Instrução n.º [4/2018](#), de 13 de setembro, na qual, para além das condições em que estes créditos devem ser devolvidos, é definida a forma de operacionalizar a devolução dos mesmos aos consumidores. Apesar de a incorporação dos montantes dos créditos a devolver já se encontrar a ser repercutida, a ERSE refere que *“importa agora assegurar que o Regulamento Tarifário do setor elétrico fique atualizado com estas disposições”*.

O CT concorda com esta proposta da ERSE que atualiza o RT, passando a incorporar o procedimento já em prática pela aplicação da Instrução n.º 4/2018, de 13 de setembro, referente à devolução dos montantes de créditos aos consumidores nos proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas.

¹⁸⁷ “Os proveitos permitidos da EDP SU, no que respeita às funções de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes e compra e venda de energia elétrica PRE, incluem já uma parcela relacionada com a amortização e respetiva remuneração do ativo fixo, pelo que a aplicação a ser desenvolvida pela EDP SU poderá ser remunerada no âmbito destas atividades.” (in [“Discussão dos comentários à proposta de revisão do RT do setor elétrico”](#), p. 75).

¹⁸⁸ Artigos 115.º e 122.º, respetivamente, para a RAA e RAM.



H. OPERAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A atividade de operar a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão em Portugal continental está atribuída a 11 operadores, sendo que apenas o ORD AT/MT (E-Redes) executa essa responsabilidade em conjunto com a operação de redes de distribuição de níveis de tensão superiores.

Uma vez que os 10 outros operadores que operam exclusivamente redes de BT recebem a energia que adquirem no mercado através das redes do ORD AT/MT, foram inicialmente equiparados a clientes de MT, sendo hoje consensual que esse enquadramento determinou uma inadequada estrutura tarifária no domínio das TAR que lhes foram aplicadas.

A ERSE, nas suas propostas de tarifas e preços, iniciou em 2018 uma correção tarifária que mereceu a concordância do CT.

Não obstante concordar com a metodologia adotada, o CT tem recomendado a criação de um enquadramento regulamentar específico para os ORDbt, recomendação que a ERSE acolheu e referiu ter previsto para 2021 (resposta ao parecer do CT sobre a proposta de tarifas e preços para 2021).

Assim, o CT entende que esta reformulação deveria integrar um ponto respeitante à matéria, sugerindo que seja expresso no RT que as TAR a aplicar aos ORDbt constarão de regulamento específico a publicar pela ERSE.

I. OUTROS TEMAS PARA ATUALIZAÇÃO DO RT

No âmbito da proposta de reformulação do RT do setor elétrico, em apreciação, que tem por objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, a ERSE lança outros temas para discussão, que o CT entende destacar, designadamente, os atinentes ao processo de revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas com atividades reguladas, o regime de compensações do [RQS](#) e a simplificação e clarificação dos proveitos permitidos.

1. INTRODUÇÃO DE NORMA PARA REVISÃO DE MONTANTES INDEVIDAMENTE RECEBIDOS PELAS EMPRESAS COM ATIVIDADES REGULADAS

Quanto ao primeiro desses temas, o CT manifesta a sua concordância com o aditamento da disposição regulamentar relativa à revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas com atividades reguladas.

Nos termos da nova disposição regulamentar, as entidades que venham a receber indevidamente proveitos refletidos nas tarifas ficam vinculadas à devolução desses valores à tarifa, acrescidos de juros à taxa legal aplicável, o que poderá suceder por via de compensação ou, na sua impossibilidade, através da sua restituição nos termos que forem determinados pela ERSE.

Esta solução regulamentar, que já se encontra plasmada no RT do setor do gás, é, no entendimento do CT, justa e equilibrada, impondo a revisão dos montantes indevidamente recebidos pelas entidades reguladas.

2. COMPENSAÇÕES NO ÂMBITO DO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De igual modo, o CT considera adequada e plenamente justificada a atualização das disposições do RT atinentes à devolução das compensações no âmbito do RQS, permitindo a sua adequação ao disposto na Instrução n.º [2/2020](#), de 7 de julho, relativa à repercussão tarifária dos critérios resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações do âmbito do regulamento da Qualidade de Serviço.

3. SIMPLIFICAÇÃO E CLARIFICAÇÃO DO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Finalmente, no que tange às regras de cálculo dos proveitos permitidos, o CT destaca o esforço de simplificação e de clarificação que a ERSE pretende imprimir ao RT, dando a sua anuência às alterações propostas neste âmbito.



J. ARTICULADO

Após análise da proposta de articulado objeto da presente consulta pública e tendo presente o objetivo de clareza e acessibilidade na compreensão do conteúdo dos atos legislativos por parte de todos os seus destinatários, princípio que deve estar subjacente a qualquer legislação/regulamentação, o CT identificou algumas situações para as quais propõe simples ajustes a nível redatorial e que em nada afetam o conteúdo e o sentido das normas visando torná-los mais claros e perceptíveis.

Assim:

1. O CT constata que em muitos artigos foram introduzidos números novos aos quais foi atribuída a numeração 1 A, 2 A ou 3 A, quando a verdade é que esses números não constituem alíneas dos números 1, 2 ou 3 que os antecedem.

Não constituindo uma categoria ou alínea dos referidos números, o CT considera que aquando da publicação da redação final do RT, a renumeração deverá ser atualizada em conformidade, por forma a facilitar a leitura e aplicação das regras do regulamento.

2. Por outro lado, tendo em conta que existe um conjunto significativo de artigos que se propõe eliminar, o CT alerta para o facto de ser necessário proceder à renumeração de todo o articulado, alterando-se, por consequência, as remissões feitas ao longo de todo o articulado para os artigos que resultarem da referida renumeração;
3. O CT constata que o n.º 4 dos Artigos 166º (Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT), 173º (Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND), 176º (Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso), 181º (Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA) e 185º (Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM), se apresenta demasiado extenso contendo várias frases o que dificulta a sua leitura e compreensão.

Pela razão exposta, o CT propõe que o n.º 4 seja dividido (criando-se um n.º 5) e que seja dada a seguinte redação aos vários artigos, com as necessárias adaptações de acordo com a entidade a que se referem:

Artigos. 166.º, 173.º, 176.º, 181.º e 185.º, n.ºs 4 e 5

4 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 31 de julho de cada ano, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência e que deverá incluir as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados à compra e venda de energia elétrica do agente comercial, gestão global do sistema e transporte de energia elétrica do operador da rede de transporte.

5 - Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shifting Project).

4. Por fim, no Artigo 209.º, o CT sugere que se introduza a data do Regulamento 619/2017, que se aplicará, nos dois primeiros anos de vigência do novo Regulamento quanto ao cálculo dos ajustamentos referidos no Capítulo IV, bem como que o artigo passe a ter uma única frase.

O CT sugere a seguinte redação:

Artigo 209.º

Ajustamentos transitórios



Nos dois primeiros anos de aplicação deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o RT, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento 619/2017, de 18 de dezembro, sendo a atualização financeira calculada ao abrigo do atual Regulamento.

K. OUTRAS MATÉRIAS RELEVANTES

K.1. REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

1. A interruptibilidade é um serviço voluntário contratualizado com determinados consumidores disponíveis para, mediante remuneração, reduzir o seu consumo de eletricidade por ordem do operador da rede de transporte, para dar resposta a eventuais situações de emergência, além de flexibilizar a operação do sistema e contribuir para a segurança de abastecimento.
2. As empresas com atividades reguladas que prestam este serviço celebraram contrato de adesão ao serviço de interruptibilidade (Portaria nº 592/2010, de 29 de julho) e mantêm operativas as condições constantes do Procedimento do Sistema de Comunicação, Execução e Controlo do Serviço de Interruptibilidade, publicado pela ERSE em dezembro de 2010.
3. Por sua vez, o gestor global do sistema (GGS) supervisiona a fiabilidade permanente dos sistemas que serão atuados em caso de necessidade, não suscetível de ser resolvida em ambiente de mercado.
4. Não obstante nunca ter existido, desde a sua implementação em 2010, uma emergência que tenha obrigado o GGS a interromper ou reduzir o consumo nas empresas com atividades reguladas aderentes ao serviço, este não deixa de representar um mecanismo de funcionamento que importa preservar, desde que sejam ajustadas as condições contratuais de adesão.
5. Verifica-se que os custos com a interruptibilidade incorporados nas tarifas de 2013 a 2021 são:

Unidade: Milhões de euros

| 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------|-------|-------|-------|------|-------|--------|-------|------|
| 101,9 | 101,9 | 109,9 | 103,9 | 103 | 88,42 | 109,28 | 125,1 | 87,5 |

Fonte: ERSE, Documentos de Provedimentos permitidos e ajustamentos para 2013 a 2021

Importa destacar que o montante previsional de 87,5 milhões de euros incorporados nas tarifas de 2021, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, representa 5% dos CIEG recuperados nas tarifas do ano.

6. Neste sentido a Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, vem determinar no seu artigo 3º que:

1 - Durante o ano de 2017, após proposta da DGEG, audição do ORT e parecer da ERSE, o atual modelo do serviço de interruptibilidade no Sistema Elétrico Nacional deverá ser ajustado ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

2 - O modelo a criar deverá contemplar soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.

7. No seu [parecer](#) relativo à “Proposta de tarifas e preços para 2019” o CT assinalou desconhecer qualquer evolução no ajuste do modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, como se encontra previsto na Portaria nº 268-A/2016, de 13 de outubro. Igualmente reiterou a sua recomendação para que os custos com o Regime de Interruptibilidade fossem integrados nos CIEG.

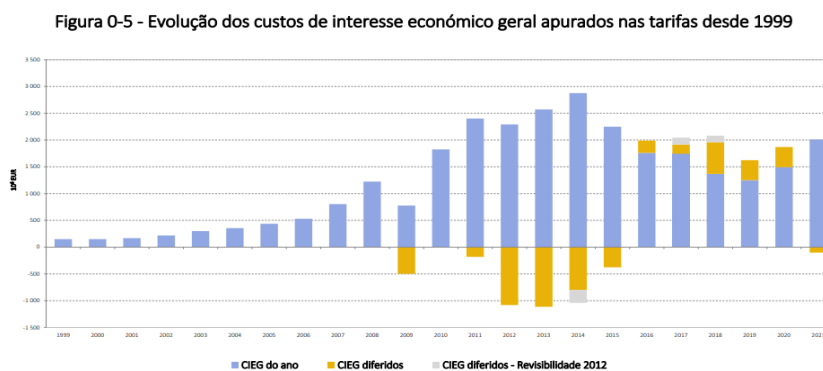


8. Nos comentários da ERSE a este parecer do CT, é esclarecido:
- Em relação às evoluções do modelo de prestação do serviço de interruptibilidade previstas na Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, a ERSE não foi consultada, nem teve conhecimento de quaisquer desenvolvimentos recentes sobre esse tema;
 - Em sede de revisão regulamentar prévia à fixação de parâmetros para um novo período regulatório que ocorrerá em 2020, poderão ser reequacionadas quais as rúbricas a integrar em CIEG.
9. O CT constata que na presente proposta não existe qualquer referência à implementação do modelo do serviço de interruptibilidade previsto na supracitada portaria de 2016, nem quanto à revisitação das rubricas integrantes dos CIEG, pelo que volta a instar a ERSE a promover junto do Legislador as ações necessárias ao seu cumprimento.
10. O CT tem bem presente que o serviço de interruptibilidade é, simultaneamente, um instrumento de último recurso para a segurança das redes e, também, uma forma de defesa da competitividade face ao exterior de parte substancial das atividades industriais.

K.2. DEVOLUÇÃO AO SEN DOS SALDOS DE GERÊNCIA

Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.



Fonte: ERSE Tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços, 15 de dezembro de 2020

No quadro seguinte são apresentadas as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.



Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021

| | Unidade: Milhares de euros | | |
|--|----------------------------|------------------|-------------------|
| | 2020 | 2021 | Varição 2021/2020 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 1 493 608 | 2 011 680 | 34,7% |
| Sobrecusto da PRE | 883 679 | 1 469 100 | 66,2% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | -433 | -73 713 | 16924,2% |
| Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa | 289 045 | 332 779 | 15,1% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 263 622 | 258 248 | -2,0% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 126 089 | 124 015 | -1,6% |
| Terrenos das centrais | 12 349 | 12 296 | -0,4% |
| Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN | 14 452 | 1 940 | - |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 0 | 0 | - |
| ERSE | 6 611 | 5 650 | -14,5% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 429 | 432 | 0,8% |
| Autoridade da Concorrência | 389 | 377 | -3,3% |
| Tarifa Social | -102 623 | -119 444 | 16,4% |
| Alisamento dos custos da PRE | 376 485 | -101 230 | -126,9% |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano | 1 870 093 | 1 910 451 | 2,2% |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 134 020 | 133 824 | -0,1% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 34 606 | 34 597 | 0,0% |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG | 99 414 | 99 227 | -0,2% |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | -69 128 | -47 410 | -31,4% |
| Diferencial extinção TVCF | -4 070 | -1 309 | -67,8% |
| Sobreprovento | -2 132 | -2 255 | 5,8% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | 58 690 | 82 850 | 41,2% |
| Total CIEG e Sustentabilidade | 1 928 783 | 1 993 301 | 3,3% |

Notas: 1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Fonte: ERSE Tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços, 15 de dezembro de 2020

No que concerne aos custos de funcionamento da ERSE, nos termos dos seus Estatutos:

“Artigo 49.º-A Regime orçamental e financeiro

1 - A ERSE dispõe de autonomia orçamental, nos termos dos presentes estatutos.

2 - As regras de contabilidade pública e o regime dos fundos e serviços autónomos, nomeadamente em matéria de autorização de despesas, de transição e utilização dos resultados líquidos e de cativação de verbas na parte que não dependa de dotações do orçamento de Estado, não são aplicáveis à ERSE.

Artigo 50.º Receitas

1 - A ERSE dispõe de receitas próprias, segundo o princípio da autossuficiência.

2 - Constituem receitas da ERSE:

a) As contribuições cobradas na tarifa de acesso aos clientes de eletricidade e de gás natural, que sejam necessárias para financiar o orçamento da ERSE, na proporção que anualmente vier a ser estabelecida no mesmo, atendendo à relevância e ao impacto de cada um dos setores regulados no funcionamento da ERSE;

(...)

6 - Caso se verifiquem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nos termos da alínea a) do n.º 2.”

O CT tem reiteradamente em todos os seus pareceres manifestado a sua indignação pelo facto de os saldos de gerência serem retidos pela DGO, ao arripio da legislação em vigor, exigindo a sua transferência integral ao SEN, revertendo a favor dos consumidores de eletricidade e de gás.

Nesta matéria destaca-se o Despacho n.º 1571/2020/SEO da Secretaria de Estado do Orçamento, que autoriza a utilização parcial do saldo de gerência da ERSE para efeitos de reversão às tarifas de eletricidade, do montante de um milhão de euros à rubrica de custos da ERSE.



Assim, as verbas de funcionamento da ERSE do ano anterior são inscritas com o valor previsional, não refletindo os custos reais, o que além de contrariar o estatuído legalmente atenta contra a transparência do funcionamento da Entidade Reguladora.

Não pode o CT deixar de considerar exigível o cumprimento integral, e em tempo, do disposto no n.º 6 do Art.º 50º dos Estatutos da ERSE, instando a ERSE a atuar junto da DGF com todos os meios ao seu dispor.

L. RECOMENDAÇÕES

Da análise e da elaboração do presente parecer salienta-se, na opinião do CT, um conjunto de recomendações importantes, a saber:

1. No início de um novo período regulatório, propõe-se que a ERSE elabore um relatório de avaliação do período cessante, que analise exaustivamente a adequação das decisões regulatórias vigentes e as eventuais fragilidades das mesmas, permitindo, de forma sustentada e robusta, o entendimento e a justificação das alterações que se propõem implementar.
2. A ERSE deverá monitorizar e verificar se se confirma que, com a eliminação da tarifa-G, e em termos médios, é nulo o impacte nas tarifas de venda a clientes finais.
3. Os projetos-piloto de avaliação da estrutura tarifária no domínio das TAR deverão considerar:
 - um período mais alargado de monitorização para que os benefícios possam ser avaliados de modo mais fiel e rigoroso;
 - um horizonte temporal de extrapolação mais contido, dada a rápida evolução e transformação que o setor vai conhecer a curto e a médio prazo.
4. A aplicação de preços e de condições diferenciadas em função de determinados fatores, como sejam o local ou os períodos horários:
 - deverá ser devidamente explicada, de forma a não colocar em risco o princípio da uniformidade tarifária;
 - deverá constituir uma opção tarifária de escolha voluntária.
5. Deverão ser avaliados os pressupostos e os primeiros sinais da experiência do país vizinho, para que a adoção de instrumentos e de mecanismos regulatórios possa ser a mais harmonizada possível no espaço ibérico.
6. Que a adoção de um modelo TOTEX nas atividades de transporte e de distribuição AT/MT reúna, previamente, as condições necessárias a esse efeito, nomeadamente um adequado e alargado debate sobre a metodologia a adotar e sobre a definição das variáveis explicativas, e seja devidamente alinhado com o processo de discussão e aprovação dos PDIR consagrado na legislação.
7. No domínio das perdas:
 - CT entende que é importante continuar a monitorizar a evolução do indicador de perdas globais e considera que o mecanismo de incentivo à sua redução se deve focalizar nas variáveis controladas pelos operadores, em particular no que diz respeito as perdas comerciais;
 - os indicadores **devem ser referidos à energia entrada**.
8. O RT deverá abordar, de forma específica, matérias relativas a custos ambientais e de sustentabilidade, não obstante não se considerarem incentivos à sua prática. Esta abordagem deve ser consentânea com os desafios futuros, ajustada em função das melhores práticas disponíveis e adequada à experiência que for sendo adquirida.



9. Na atividade de comercialização, a descrição da parcela Z deverá ser ajustada, de forma a evidenciar que os montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência incluem, as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a versão final do Regulamento Tarifário do setor elétrico deverá ser reformulada incorporando as recomendações deste parecer.

Aprovado em 05 de julho de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2020 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹⁸⁹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”¹⁹⁰

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda a outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 30/04/2020 foi enviado ao CT¹⁹¹ o estudo “Avaliação de Impactes de Eventos Extramercado na Formação no Preço de Mercado Grossista de Eletricidade – 2020”, solicitando a emissão de parecer, nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto.

No decurso da elaboração deste Parecer este Conselho solicitou à ERSE em 6/maio/2021 à ERSE um conjunto de esclarecimentos complementares que foram satisfeitos em 13 e 18/maio/2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, veio prever a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG), com reflexos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma legal na sua redação em vigor estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre “o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços”, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.

Assim, o mencionado mecanismo visa “corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade”, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.

Este regime legal foi objeto de alteração pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, que, entre outros aspetos, veio clarificar o âmbito de incidência subjetiva, procurando garantir maior segurança jurídica, tanto para os produtores de eletricidade quanto para as entidades intervenientes.

Por seu turno, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do Ministério do Ambiente e Transição Energética, veio estabelecer o procedimento de elaboração, incluindo os prazos e demais trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE, prevendo, em síntese, o seguinte:

1. Até 30 de abril de cada ano, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) procede à elaboração de um estudo sobre o impacto na formação do preço médio da eletricidade no mercado

¹⁸⁹ Doravante abreviado por CT.

¹⁹⁰ Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

¹⁹¹ Comunicação PCA da ERSE, ref. E-Tecnicos/2021/617, datada de 23 de abril de 2021



grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia no ano anterior ao da realização do referido estudo;

2. No prazo de 5 dias contados do final do prazo previsto no número anterior, a ERSE submete o Estudo a parecer do seu Conselho Tarifário incluindo nesse processo de consulta a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a qual se pode pronunciar autonomamente ao Conselho Tarifário;
3. O Conselho Tarifário e a DGEG emitem parecer sobre o Estudo no prazo de 30 dias a contar da respetiva data de receção;
4. No prazo de 15 dias contados do termo do prazo de pronúncia destas entidades, a ERSE envia o Estudo, acompanhado dos pareceres emitidos, para o membro do Governo responsável pela área da energia.

No que diz respeito ao conteúdo mínimo do Estudo, estabelece este diploma legal que o mesmo deve conter o seguinte:

- a) A identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados;
- b) A identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável com desagregação por tecnologia, considerados no Estudo;
- c) A descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado;
- d) A apresentação dos resultados da estimação efetuada por aplicação da metodologia referida;
- e) A proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Uma vez emitido o Estudo pela ERSE, observadas as consultas e demais trâmites previstos na portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, mediante despacho a publicar na 2.ª série do Diário da República, os parâmetros que determinam o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente regime de equilíbrio concorrencial, através dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.

Dispõe, ainda, o n.º 3 do Artigo 3º desse diploma que *“Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, o membro do Governo responsável pela área da energia aprova, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte”*.

O CT nota que, até à presente data apenas foi aprovado o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, que procedeu à identificação das medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE em 2020, referente ao ano de 2019.

Assim, relativamente ao Estudo a elaborar pela ERSE em 2021, referente ao ano de 2020, o CT regista que não foi publicado o Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, encontrando-se ultrapassado o prazo estipulado legalmente para o fazer.

O CT regista que, para efeitos do estudo relativo ao ano 2020, a ERSE entendeu que deveria manter a abordagem de dois cenários distintos, tal como fez no estudo referente a 2019, para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna, justificando¹⁹² esta consideração de cenários distintos para o tratamento dos eventos extramercado de ordem interna, por no seu entender, além de ser útil para avaliação de impactes ser igualmente relevante na perspetiva da tomada de decisão informada por parte do legislador, ainda que invertendo o conteúdo dos cenários:

“Um cenário base, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, e que definiu os

¹⁹² Pág.3 da proposta.



valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2019 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);

Um cenário de sensibilidade, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativos os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.”

II ESPECIALIDADE

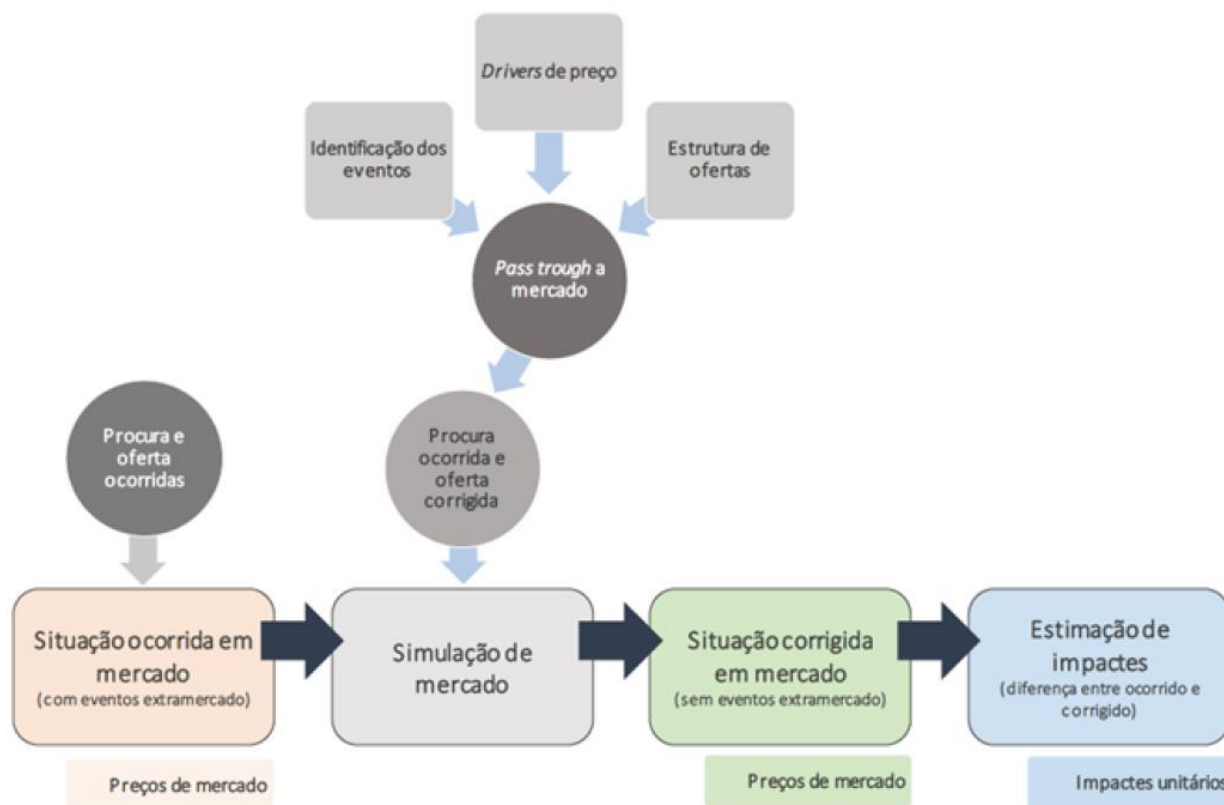
A. Caracterização metodológica do estudo referente ao ano de 2020

O quadro legal, atualmente em vigor, aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial consagra que o estudo a elaborar pela ERSE deve quantificar o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal dos eventos extramercado externos e dos eventos extramercado internos ao SEN. Resultará da conjugação dos dois impactes a determinação da compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito deste mecanismo.

A.1 Eventos extramercado externos

1. No que respeita ao tratamento dos efeitos extramercado externos, o estudo teve em consideração o mercado diário do MIBEL, e foram considerados os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.
2. A metodologia utilizada para avaliar os efeitos de ajustamento sobre os preços de mercado, pressupõe duas fases:
 - a) Numa primeira fase, é apurado o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia, sendo para tal realizado um estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais ou drivers de preço variável de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo (dummy, que assume valor nulo na ausência do evento e valor unitário na sua vigência);
 - b) Numa segunda fase, com base nos efeitos estimados, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL.
3. O resultado decorrente da diferença entre os preços efetivamente verificados e os que decorrem do processo de simulação constituem a estimação do impacte dos eventos extramercado externos ao SEN. A Figura seguinte resume o algoritmo (metodologia) de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado externos ao SEN.

Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



Fonte: ERSE

4. No âmbito do presente estudo a ERSE identificou como único evento extramercado externo ao SEN, o regime fiscal que incide sobre os produtores de energia elétrica em Espanha, sendo que parte desta carga fiscal incide na energia primária utilizada e outras componentes incidem no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa energia primária.

A.2 Eventos extramercado internos

1. No que respeita aos eventos extramercado internos ao SEN, a ERSE, na metodologia utilizada, começa por identificar o valor unitário suportado com cada uma das medidas verificadas em Portugal, associadas ao respetivo cenário.
2. De acordo com a metodologia definida, o impacto dos eventos extramercado internos ao SEN resulta da soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, desagregando-se por tecnologia.
3. Na identificação dos valores dos eventos extramercado internos, e tal como já referido no Enquadramento deste parecer, a ERSE desenvolveu o estudo com base em dois cenários distintos. Assim, para efeitos do estudo relativo ao ano de 2020, e tendo em consideração que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, a ERSE entendeu considerar os mesmos dois cenários que identificou no estudo relativo ao ano de 2019.
4. A este propósito, o CT considera essencial destacar o seguinte:
 - a) A Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia. É também através desta Portaria que se estabelece o procedimento de elaboração do estudo a efetuar pela ERSE e se operacionaliza o mecanismo de



- cálculo do valor do pagamento por conta e da compensação devida, a final, pelos produtores que tenham benefícios não expectáveis decorrentes dos eventos extramercado identificados.
- b) O n.º 3 do art.º 3.º do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, introduziu a possibilidade de, sob proposta da ERSE, o membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, para cada ano, através de Despacho, um valor de pagamento por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente mecanismo de equilíbrio concorrencial.
 - c) A determinação dos valores definitivos é concretizada com base nos resultados de um estudo a elaborar, para cada ano, pela ERSE, sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia.
 - d) Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.
 - e) O Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, estabelece o valor do pagamento por conta a aplicar em 2019 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime de ISP (previsto no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019), o qual, tinha sido identificado pela ERSE na sua proposta.
 - f) Em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que determina as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020, relativo ao ano de 2019, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.
 - g) O Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, estabelece o valor de pagamento por conta a vigorar durante o ano de 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, considerando como eventos extramercado internos ao SEN, que afetam exclusivamente os centros eletroprodutores em Portugal, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade a partir do carvão e do gás natural, a contribuição extraordinária sobre o setor energético e a tarifa social de eletricidade.
 - h) Não obstante, o Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, veio determinar o valor final relativo ao ano 2019, considerando como único evento extramercado interno ao SEN o regime de ISP, optando por manter o critério de definição dos eventos extramercado internos alinhado com o que se encontrava subjacente à definição do pagamento por conta para 2019 (no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro).
 - i) Quanto ao estudo relativo ao ano de 2020, o CT regista a constatação da ERSE de que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia.
5. O CT salienta que a determinação daqueles que são os eventos extramercado de ordem interna ao SEN é, no quadro legal em vigor, uma atribuição e competência do membro do governo responsável pela área da energia.
6. Neste sentido, considerando que não houve definição, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, de eventos extramercado de ordem interna a considerar no estudo referente ao ano de 2020 e, dada a divergência do sentido dos dois últimos despachos relativos à abrangência dos eventos extramercado internos, o CT, atendendo à relevância da previsibilidade e estabilidade das decisões regulatórias, insta a ERSE a desenvolver os esforços necessários, junto do



legislador, visando a emissão de normativos em tempo útil que possibilitem aos stakeholders a tomada assertiva e informada de decisões, no contexto de um mercado liberalizado.

B. Resultados e impactes da avaliação dos eventos extramercado

1. O impacte líquido dos eventos extramercado, externos e internos, é calculado de acordo com a centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i,k,t}^{PT}$$

Em que

$Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t, para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros;

Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t, apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;

$Pem_{i,k,t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, no ano t, para a tecnologia k, sendo este preço determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh.

2. Entendeu a ERSE considerar o efeito combinado do conteúdo dos Despachos seguintes do Secretário de Estado Adjunto e da Energia:
 - a) Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, que identifica os eventos internos a considerar no estudo da ERSE para o ano de 2019;
 - b) Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, que definiu os valores de pagamento final a aplicar por unidade de energia injetada na rede elétrica, relativos ao ano de 2019.
3. A ERSE considera no presente estudo, para os diferentes cenários, a título de eventos internos ao SEN, os seguintes elementos:
 - i) a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos na lei do Orçamento de Estado para 2020;
 - ii) a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
 - iii) a tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.
4. A ERSE volta a apresentar, tal como aconteceu no estudo do ano anterior, dois cenários distintos:
 - Um “cenário base”, considerando exclusivamente o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP);
 - Um “cenário de sensibilidade”, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.
5. Vinculado à sua posição de apenas abordar nos seus Pareceres o que está legal e regulamentarmente estabelecido, o CT, sem prejuízo de reconhecer a situação de indefinição provocada pela ausência de um despacho a identificar os eventos internos para o ano de 2020, mas exatamente por essa menor



clareza, recomenda que a ERSE adote uma nomenclatura neutral na identificação dos cenários considerados, por exemplo “A” e “B”.

6. Do ponto de vista dos princípios subjacentes a este mecanismo é opinião do CT que o ISP tem cabimento como evento extramercado interno a ser recuperado pelos produtores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.
7. O CT constata que a tarifa G-Charge (0,5 €/MWh) deixou de ser cobrada aos produtores espanhóis desde o início do ano 2020, mas continua a ser aplicada aos produtores portugueses, devendo por isso a sua consideração no apuramento final ser explicitada pela ERSE.
8. Nas condições atuais e no que diz respeito aos impactos dos eventos externos, o estudo da ERSE é revelador da elevada complexidade na aplicação prática deste mecanismo, suscitando questões de ordem diversa. Sem prejuízo da robustez estatística que formalmente reveste o exercício analítico da ERSE, a assunção de um impacto integral e linear nas ofertas que foram submetidas no MIBEL é menos robusta pois desconsidera a dinâmica e essência do próprio mercado que se ajusta permanentemente. Existe, assim, uma probabilidade de o modelo amplificar a diferença entre o preço de mercado e os valores estimados.

A título ilustrativo, o CT nota a evolução, em contraciclo, do parâmetro relativo à estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, decorrentes do evento extramercado externo (regime fiscal em Espanha) que passa de 2,24€/MWh em 2019 para 3,64€/MWh, em particular, quando se observou uma descida significativa do preço médio do mercado grossista, sem que se entendam, facilmente, os motivos para esta variação superior a 60%.

C. Considerações finais

Entende o CT dever sintetizar a seguinte ordem de considerações à luz do histórico de aplicação de um mecanismo que visa “corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade”, mecanismo que o CT entende como necessário para mitigar a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais:

1. Sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e, conseqüentemente proporcione benefícios não expectáveis nem justificados para os produtores (o que na literatura é designado por *windfall profits*), devem ser recuperados e devolvidos ao SEN na estrita relação desse contributo.

O CT considera que este é o princípio basilar que deve presidir à aplicação do mecanismo regulatório de correção dos desequilíbrios.

2. Numa perspetiva histórica, os eventos externos ao SEN com impacte na formação do preço grossista da eletricidade, têm, desde o início da aplicação deste regime, sido circunscritos ao mercado espanhol e, em particular, fundados no regime fiscal específico existente em Espanha para a produção de energia elétrica.

O CT concorda com esta apreciação.

3. Os eventos internos foram sempre considerados, com exceção dos anos de 2018 e 2019, atento o Despacho n.º 8004-A/2017, de 12 de setembro, que revogou os nº 11 e 12 do Despacho n.º 11566 - A/2015, de 3 de outubro.
4. No período de 2015 a 2019, inclusive, o valor médio real da aplicação do regime de equilíbrio concorrencial ascendeu a cerca de 33 M€ por ano.
5. A Lei do Orçamento de Estado para 2018 (Art.º 251.º) estabeleceu a eliminação faseada da isenção de ISP aplicável ao carvão e coque de carvão utilizado para a produção de eletricidade e cogeração.



Através do Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, passou a integrar, por indicação do membro do governo responsável pela área da energia, o valor dos pagamentos por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial. O CT entende como adequada a consideração da aplicação do ISP como evento extramercado interno.

6. Mais recentemente, foi iniciada uma reflexão e introduzidas considerações sobre a possível inclusão da CESE e da TS como eventos extramercado internos ao SEN, a considerar no apuramento do impacto líquido decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 104/2019 e legislação complementar.
7. A tarifa social está definida em diplomas vigentes como um encargo a ser suportado pelos produtores de energia elétrica abrangidos. O regime jurídico da CESE estabelece a norma imperativa de não dedutibilidade e da não repercussão nas tarifas reguladas previstas no Regulamento Tarifário.
8. Considera o CT que essa reflexão deve considerar e compatibilizar toda a legislação aplicável nessas matérias.

D. Recomendações

1. O CT entende ser indispensável a um correto funcionamento dos mercados ibéricos, a progressiva aproximação dos instrumentos de política energética entre Espanha e Portugal, entendendo-a como uma situação preferencial à criação de mecanismos posteriores de correção ou ajustamentos. Recomenda, neste sentido, que a ERSE possa influenciar possíveis evoluções neste caminho.
2. Como expresso na especialidade o CT recomenda à ERSE que na versão final do estudo adote uma designação neutral para os cenários.
3. O CT reafirma a importância que atribui à previsibilidade e estabilidade das decisões regulatórias, pelo que regista negativamente a inconsistência entre os pressupostos dos pagamentos por conta e dos pagamentos finais deste mecanismo em 2020, que afeta a posteriori a operação dos agentes.
4. Deste modo, o CT insta a ERSE a diligenciar, junto do legislador, a emissão em tempo útil de normativos que possibilitem aos *stakeholders* a tomada assertiva e informada de decisões, no contexto do mercado liberalizado.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a versão final do estudo deverá ser reformulada incorporando as recomendações deste parecer.

Aprovado em 24 de maio de 2021.



◆ Estudo da ERSE ◆

Publicado no [site](#).



◆ **Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG** ◆ [\[Consulta Pública n.º 95\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"¹⁹³

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à Consulta Pública n.º 95 – "Proposta de alteração da Gestão de Riscos e Garantias no SEN e SNG", cabendo ao CT emitir parecer até 01 de março de 2021.

Assim, as Secções do Setor Elétrico e do Setor de Gás do CT emitem o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

A gestão de garantias tem sido objeto de preocupação do CT, sobretudo atendendo ao facto de que parte das dívidas decorrentes do incumprimento de alguns comercializadores têm sido pagas por todos os consumidores, sendo essencial salvaguardar os interesses destes, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma a integridade do SEN.

Assim, é entendimento do CT a necessidade de implementação de um novo sistema de gestão de garantias, gerido por uma entidade única com competências para o efeito.

O CT tem manifestado preocupação com esta matéria, nos vários pareceres que tem emitido por solicitação expressa da ERSE, através de recomendações e sugestões, de que são exemplo:

1) Em novembro de 2018, no [parecer](#) que emitiu sobre "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", o CT efetuou as seguintes recomendações:

"A garantia de integridade do SEN deverá atender a duas vertentes indissociáveis:

- *Gestão prudential na atribuição de licenças de comercialização, onde o CT considerou ser imperioso e urgente garantir a gestão prudential na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.*
- *Gestão integrada de riscos e garantias, onde o CT recomendou/considerou:*
 - ✓ *Ser urgente a criação de um quadro legal da gestão integrada das garantias, tendo presente o contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta Proposta de Tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural;*
 - ✓ *Que a atividade de gestor de garantias deva ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que virá a permitir uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados, sugerindo para tal a OMIClear (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo)."*

¹⁹³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



2) De igual modo, em 2 de setembro de 2019, o CT no [parecer](#) que emitiu sobre a "Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)", objeto da 78.ª Consulta Pública:

- *Deixou muito clara a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e econômica dos agentes que pretendem o registro como comercializadores, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no SEN, em resultado de dívidas do acesso às redes.*

Por essa razão, o CT recomendou:

- *No que tange à gestão do sistema de garantias previsto, ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência, porquanto tendo a gestão de garantias para o setor elétrico sido atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho, ao OMIP, importa avaliar a possibilidade de esta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulta de uma análise de custo-benefício com ganhos para o sistema;*
- *Que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica e*
- *Uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.*

3) O CT insistiu nesta temática em 15 de novembro de 2019, no [parecer](#) que emitiu sobre "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020";

4) Mais recentemente, em 14 de janeiro de 2020, o CT emitiu [parecer](#) sobre a "80.ª Consulta Pública – Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN)", tendo emitido as seguintes recomendações:

"Como se infere das situações já ocorridas, entende o CT que um dos pilares fundamentais para o correto funcionamento do mercado assenta no reforço dos mecanismos de gestão prudencial dos riscos para o SEN, prévios e sucessivos ao registro da atividade de comercialização de energia elétrica, que compete à DGEG fazer aprovar, ouvida a ERSE.

Este seu entendimento encontra-se aliás estatuído no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que refere: "(...) a DGEG, ouvida a ERSE, deve apresentar, no prazo de 90 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registro de comercialização".

Neste contexto, o novo modelo proposto de gestão de riscos e garantias sairá amplamente reforçado com a definição dos critérios previstos no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Adicionalmente, o CT sugere que se aproveite o período de transição estabelecido na proposta de diretiva, para se expurgarem as situações de incumprimento existentes no atual contexto, acautelando desse modo a migração de todos os agentes para o novo modelo, em condições de equidade."

O CT recomendou à ERSE que, "com a introdução da garantia solidária, seja revista a ponderação entre os dois tipos de garantia de modo a mitigar-se uma transição excessiva de responsabilização das falhas dos agentes incumpridores para os agentes cumpridores." e acrescentou que "por forma a prevenir distorções materiais da concorrência entre agentes de mercado, o CT considera que a garantia solidária deve assumir um valor inferior a 30%, e que o referencial para o cálculo do valor da garantia solidária não tenha por base os dois maiores agentes de mercado, mas sim, por exemplo, do valor médio global das responsabilidades dos agentes.



Por fim, ainda no parecer emitido sobre a 80.ª CP, o CT emitiu as seguintes recomendações finais:

1. *A discussão sobre o modelo de gestão de riscos e garantias, que teve início em 2016, tem vindo a evoluir de acordo com as alterações que o funcionamento dos sectores eléctrico e do gás natural sofreu nas últimas décadas, reconhecendo-se a necessidade de definir um modelo de gestão de riscos e garantias para ambos os sectores. Pela sua natureza, estes sectores tendem cada vez mais a estar interligados, nomeadamente na atividade comercial (oferta dual).*

Neste sentido, este tema foi igualmente incluído na revisão regulamentar de ambos os sectores, nomeadamente na recente proposta de fusão dos regulamentos de relações comerciais (RRC), e que entendemos como um passo positivo para a adequação das peças regulamentares de ambos os sectores à aplicação de um modelo único de gestão de riscos e garantias.

O CT entende que a regulamentação em apreço nesta consulta, assumindo relevância crescente para evitar riscos de contraparte que oneram desnecessariamente os sistemas, deveria incluir o sector do gás natural, com a contribuição dos agentes de ambos os setores.

2. *O CT sugere a avaliação, por parte dos agentes e da ERSE, da viabilidade de adaptar os atuais fluxos de informação ao formato padronizado a implementar, com o objetivo de evitar custos acrescidos para todos os agentes e consumidores.*
3. *O CT sugere, ainda, que nesses fluxos de informação seja dado o destaque possível a situações de incumprimento ou de previsível incumprimento, para um acompanhamento mais próximo.*

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que alterou o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade previamente estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio a consagrar-se a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN), prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial, conforme resulta do art.º 58.º-A.

O CT não pode deixar de registar que, decorridos 20 meses sobre a entrada em vigor deste diploma legal, se encontra ainda a aguardar a apresentação por parte da DGEG, uma vez ouvida a ERSE, da proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização, a que alude o n.º 3 do art.º 47.º do Decreto-Lei n.º 72/2019, de 3 de junho, encontrando-se já largamente ultrapassado o prazo de 90 dias ali estipulado.

Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, a ERSE colocou, em dezembro de 2019, em consulta pública uma proposta de regime de gestão e riscos e garantias no contexto do Sistema Elétrico Nacional (80.ª Consulta Pública) que foi objeto de parecer do CT com as conclusões supracitadas.

Em 14 de Fevereiro foi publicada a Diretiva n.º [2-A/2020](#), da ERSE que, ao abrigo do artigo 58.º-D do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, define regulamentarmente a atividade de gestão de garantias, a gestão de riscos e de prestação de garantias no âmbito do Sistema Elétrico Nacional, bem como a atividade e procedimentos a observar pelo Gestor Integrado de Garantias.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e o respetivo regime jurídico, vem efetuar a consagração, agora para o setor do gás, de um regime integrado de gestão de riscos e garantias prevendo expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial, atribuindo à ERSE a competência para regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SNG, conforme resulta dos Art.º 79.º a 82.º.

De acordo com a ERSE, a experiência acumulada com a aplicação Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, além da comprovação de inexistência de incidentes que pressuponham custos a serem repercutidos nos



consumidores e custos reputacionais para o funcionamento do mercado, permitiu ainda suscitar um conjunto de aprimoramentos ao quadro regulamentar, que se situam, todos eles, na esfera estritamente operacional.

A identificação de tais situações, permite, na opinião da ERSE, aprofundar as condições de eficácia e de eficiência na gestão de riscos e garantias, resultando em benefício dos consumidores e demais agentes de mercado.

É, assim, neste contexto que a ERSE colocou à consulta pública a proposta em apreço de um modelo de regras para a gestão de riscos e garantias, agora aplicável conjuntamente ao SEN e ao SNG, devidamente alinhado com o contexto legal de ambos os setores e que parte do percurso já percorrido no setor elétrico e da experiência entretanto recolhida.

Nesse sentido, o parecer do CT está dividido em duas partes, a saber:

- A primeira relacionada com a revisão regulamentar da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro em vigor para o SEN;
- A segunda relacionada com a adaptação da mesma ao setor do gás.

II – SETOR ELÉTRICO

I. Reformulação da diretiva

a) Introdução

A atividade dos diversos agentes que atuam no SEN está regulamentada através de um conjunto de diplomas legais cujos articulados se relacionam.

Aqueles agentes formalizam as suas responsabilidades do domínio do acesso às redes para assegurar os fornecimentos aos seus clientes, através do Contrato de Uso das Redes, a celebrar com o ORD AT/MT e, no domínio dos encargos com desvios de programação de carteiras, através do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, a celebrar com o GGS.

O acesso às redes elétricas, e as entidades com direito a esse acesso, são aspetos plasmados no RARI, aprovado pelo Regulamento n.º [560/2014](#), de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º [620/2017](#), de 18 de dezembro.

Por sua vez, a gestão dos serviços de sistema consta do Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pelo Regulamento n.º [557/2014](#), de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º [621/2017](#), de 18 de dezembro.

Os contratos acima referidos estabelecem a prestação de garantias – nos termos do RRC, aprovado pelo Regulamento n.º [1129/2020](#) – garantias essas que, até 2020, foram geridas pelo ORT e pelo ORD AT/MT.

O articulado do RRC, na operacionalização da gestão de garantias, remete para o estabelecimento de regulamentação em que se sejam especificados os meios e a forma da sua prestação, a sua exigibilidade, os valores mínimos da mesma, bem como o apuramento a obter em função do histórico de incumprimentos e, ainda, a inviabilidade da constituição de obrigações adicionais no âmbito do Contrato de Uso das Redes.

Observada a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que prevê a concretização do gestor integrado de garantias (a sociedade OMIP, S.A.) a regulamentação atrás referida é consubstanciada na proposta de regime de gestão de riscos e garantias do sistema, apresentada pela ERSE na sua 80.ª Consulta Pública.



Complementarmente, a transição energética e a descarbonização do consumo de energia elétrica têm expressão legislativa e regulamentar nos seguintes diplomas:

- [Decreto-Lei n.º 162/2019](#), de 25 de outubro, que introduz alterações significativas no regime de autoconsumo de energia elétrica (estabelecido no [Decreto-Lei n.º 153/2014](#), de 20 de outubro). As referidas alterações que incluem, nomeadamente, a permissão de autoconsumo coletivo, a criação da figura da comunidade de energia renovável e o privilegiar da venda de energia em regime de mercado, estão plasmadas na alteração do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica, aprovado pelo [Regulamento n.º 266/2020](#), de 20 de março.
- No RME, aprovado pelo Regulamento n.º [854/2019](#), de 4 de novembro, e alterado pelo Regulamento n.º [103/2021](#), de 1 de fevereiro, complementado ainda pela [Diretiva n.º 8/2020, de 28 de maio](#), que aprova as condições gerais do contrato de adesão à rede de mobilidade elétrica.

Os agentes do autoconsumo, individual e coletivo, celebram contrato com o comercializador de último recurso de eletricidade (CUR), em caso de utilização das redes elétricas, pelo que as garantias desses contratos seguem as regras acima citadas.

Já no domínio da mobilidade elétrica as garantias são prestadas à entidade gestora da mobilidade elétrica, a quem compete a sua gestão, pelo que não estão incluídas no sistema GIG.

A presente consulta pública lançada pela ERSE tem como principal argumento a integração das garantias contratuais do SGN na GIG, o que se afigura prudential e correto, seguindo, aliás, recomendação deste CT no seu parecer à 80.ª Consulta Pública. Na oportunidade, reformula o seu articulado de molde a obter uma maior harmonização.

De forma sumária, o CT assinala que esse articulado elenca os seguintes princípios basilares:

- Diferenciação do risco;
- Inclusão de produtores e entidades quando representantes ou agregadores de consumo ou de produção;
- Ciclos de faturação;
- Fim à garantia por direito de recebimento;
- Valorização do histórico de cumprimento;
- Condição para inibição da carteira de um agente;
- Eliminação da volatilidade no cálculo do valor exigível de garantia (considerar o valor médio líquido de responsabilidades).

No essencial, o CT manifesta o seu acordo ao articulado definido, com algumas exceções referenciadas em pontos específicos e em recomendações constantes do presente parecer.

b) Motivações e antecedentes

No documento justificativo apenso à consulta pública agora submetida, a ERSE recapitula a evolução histórica do enquadramento regulamentar dada à questão da gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados.

A importância do tema é de manifesta relevância pelo simples facto que podem decorrer custos económicos e reputacionais que afetem o regular funcionamento dos mercados, como já aconteceu no passado.



Entre as razões apontadas para a necessidade desta nova revisão regulamentar, no seguimento da recente Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro, o CT destaca:

- Extensão ao Setor do Gás, em conformidade com o DL 62/2020, de 28 de agosto, que vem consagrar a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias (GIG) para o setor do Gás, bem como em resposta à fusão do RRC, agora transversal aos setores do gás e elétrico.
- As vantagens decorrentes da integração e consolidação de um gestor único de garantias.
- Aproveitamento da experiência regulamentar com a aplicação da Diretiva n.º 2-A/2020 no setor elétrico e consequente aperfeiçoamento no âmbito i) da valorização das garantias exigíveis aos agentes ii) da aplicação de normas prudenciais iii) da mobilização de garantias, em particular na componente de garantia solidária.

Em todo o caso, e no que diz respeito ao setor elétrico, não se altera de forma substantiva o modelo em vigor, continuando a pautar-se pelos princípios de gestão de risco e atuação do gestor de garantias, tal como definidos no artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Assim, o CT acolhe positivamente a proposta da ERSE, endereçando complementarmente os pontos seguintes para sua apreciação:

c) Definição de prazo para libertação de garantias (artigo 12.º)

A proposta prevê que os agentes de mercado possam solicitar *“a todo o tempo, a libertação do valor de garantias prestadas que estejam constituídas em excesso face ao valor global exigível”*, sem, no entanto, especificar os prazos para o GIG atender a estas solicitações, mantendo a redação existente.

O CT nota que, na situação inversa, a diretiva prevê prazos para a constituição e reforço de garantias por parte dos agentes de mercado quando tal é solicitado pelo GIG, sendo também definidas claramente as consequências da violação desses prazos. Esta assimetria entre os deveres e os direitos dos agentes de mercado merece ponderação numa regulamentação que, por princípio, deve garantir um tratamento equilibrado dos diferentes *stakeholders* em situações idênticas.

Deste modo, por este aspeto não ter sido alvo de proposta de alteração, o CT considera que a diretiva deveria definir prazos para o GIG operacionalizar a libertação/redução das mesmas, após solicitação justificada por parte de agente.

d) Necessidade de reforço do controlo associado à obtenção do “registo de comercializador”

Como expresso ao longo deste parecer, o CT reconhece a necessidade e vantagens de implementação no sistema energético de um sistema de gestão de riscos e garantias sólido, que permita minimizar os efeitos decorrentes de eventuais situações de incumprimentos de agentes perante o SEN (e/ou do SNG).

Sem prejuízo do exposto, o CT não pode deixar de reafirmar a sua posição, já expressa noutras ocasiões, de que se justificaria uma reavaliação desta matéria no plano legislativo e regulatório, nomeadamente no próprio processo de obtenção e manutenção do “registo de comercializador”.

Com efeito, o CT considera que nesse momento, e de um modo mais eficaz, se poderia prevenir a entrada ou continuidade em mercado de agentes com maior potencial de incumprimento e, portanto, com risco acrescido para o sistema.

Assim, o CT recomenda que a ERSE envie esforços junto da DGEG para o estabelecimento de um processo de avaliação dos potenciais interessados, prévia à obtenção do registo de comercializador e à sua manutenção.



Esta avaliação deveria nomeadamente aferir com rigor a efetiva capacidade financeira, técnica e operacional dos interessados para a realização das atividades de comercialização no SEN (e SNG), tal como instituído no artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

O CT frisa, contudo, que este processo não deverá ser entendido de modo algum como a criação de uma barreira à entrada de novos agentes no mercado, mas antes como um passo essencial para assegurar a sustentabilidade dos setores e, de forma consequente e indissociável, a confiança dos clientes finais nos agentes de mercado presentes no sistema energético.

e) Fórmula referente às garantias exigidas no mercado serviço de sistemas

Para efeitos da concretização das responsabilidades individuais em aberto no âmbito da adesão ao mercado de serviços de sistema, o CT recomenda à ERSE que possa visitar a expressão apresentada na proposta: *" $GGSi = Fi \times (di + ai)$, em que Fi corresponde ao valor diário máximo de obrigações de pagamento apuradas para o agente de mercado i , deduzido do valor diário médio de direitos de recebimento para o mesmo agente de mercado"*.

O CT considera que deveria ser utilizado o valor médio em substituição do valor diário máximo, notando como argumentos principais para esta sugestão os seguintes:

- 1) Com a volatilidade e amplitude de preços do mercado *spot* e de serviços de sistemas a aumentar estruturalmente, e sendo uma tendência que se deverá manter fruto da maior penetração de diferentes tecnologias renováveis, por natureza intermitentes, o CT considera mais adequada a utilização de um valor médio de um período representativo, alisando desta forma a volatilidade e incerteza dos mercados, garantindo simultaneamente maior aderência no valor de garantias exigidas pelo mercado.
- 2) O CT considera igualmente que fará mais sentido que sejam utilizados valores médios, tanto na soma como na subtração, quando se pretende aferir o " Fi ", dado que atualmente se consagra o valor máximo na soma e o valor médio na subtração, o que provoca naturais desequilíbrios de análise e avaliação de risco.
- 3) O CT recorda, aliás, que na grande maioria dos outros cálculos fundamentais para a aferição do valor das garantias no sistema, são utilizados valores médios o que mais reforça a racionalidade desta sugestão.

f) Ciclos de faturação mais curtos

O n.º 7 do art.º 7.º da proposta de articulado objeto da presente consulta prevê que, no apuramento das responsabilidades individuais dos agentes necessário para o cálculo dos respetivos valores de garantias a prestar, se considere a possibilidade de os agentes serem faturados com uma periodicidade mensal ou semanal.

No entender do CT, a possibilidade, sinalizada no articulado, de um agente de mercado ser faturado numa base semanal afigura-se genericamente mais positiva para o SEN, na medida em que confere a cada agente maior flexibilidade na adaptação de processos e modalidades de pagamento à sua realidade e situação financeira, contribuindo, deste modo, para uma melhor eficiência no dimensionamento das garantias a prestar e para uma maior sustentabilidade global dos sistemas energéticos.

O CT, não obstante, reconhecer que a abertura à possibilidade de um agente passar a ser faturado numa base semanal, requer a adaptação de processos e sistemas por parte dos vários intervenientes do SEN envolvidos na gestão de riscos e garantias, com os sobrecustos inerentes, ainda assim considera o balanço positivo.

Face ao exposto, no sentido de garantir que todos os agentes e operadores estão em condições de assegurar a possibilidade de faturação semanal prevista na proposta, o CT recomenda que a versão final do articulado estabeleça um período compatível para adoção e implementação.



J. Recomendações

- 1) Sem prejuízo de entender as razões que levaram a ERSE à proposta de revisão do regime de garantias e gestão do risco do sistema, o CT recomenda que se procure, doravante e tanto quanto possível, uma estabilização do edifício regulamentar por períodos alinhados com o período regulatório, por forma a potenciar a assimilação e a aprendizagem por parte dos *stakeholders* do sistema. No entender do CT, a eficiência de processos também ganha com a estabilidade e a previsibilidade regulatória.
- 2) Não obstante considerar que a atividade associada ao crescimento da carteira de clientes de um agente, implica, em simultâneo, o desenvolvimento de todas as diligências tendentes à concretização das respetivas responsabilidades contratuais, o CT recomenda que a ERSE confirme a inexistência de constrangimentos ao cumprimento dos prazos plasmados no artigo 9.º para entrega das novas garantias.
- 3) O CT recomenda que a ERSE envie esforços junto da DGEG no sentido de ser dado cumprimento ao disposto no n.º 3 do art.º 47.º do Decreto-Lei n.º 72/2019, de 3 de junho.
- 4) O CT recomenda que se adaptem os atuais fluxos de informação ao formato padronizado a implementar, e que, nos mesmos, seja dado o destaque a situações de incumprimento ou de potencial incumprimento.
- 5) O CT recomenda que a diretiva defina prazos para o GIG operacionalizar a libertação ou a redução das garantias, após solicitação justificada por parte do agente.
- 6) O CT recomenda que, no cálculo do F_i , constante do ponto n.º 5 do artigo 7.º, seja utilizado o valor médio em substituição do valor diário máximo.
- 7) O CT recomenda a previsão de uma norma que habilite a ERSE a adotar tempestivamente critérios de valorização das garantias distintos dos seguidos nas regras adotadas se, de forma justificada, se verificarem condições excecionais que o aconselhem, conferindo previsibilidade e antecipada capacidade de reação.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor Elétrico, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 01 de março de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás** ◆ [\[Consulta Pública n.º 94\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹⁹⁴

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor nacional de gás - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT os documentos referentes à “*Consulta Pública n.º 94 - Reformulação do Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro) e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço*”, cabendo ao CT emitir parecer até 25 de janeiro de 2021.

Assim, as Secções do Setor Elétrico e do Setor de Gás do CT emitem o seguinte parecer:

I – ENQUADRAMENTO

O atual [RQS](#) resulta de uma importante revisão em 2017, em virtude, essencialmente da fusão dos RQS do setor elétrico e do setor do gás natural.

A atual proposta de alteração do RQS tem como principais objetivos:

- a) No setor elétrico: a revisão do conceito e da definição das zonas de qualidade de serviço atualmente em vigor, que se têm mantido inalterados há vários períodos regulatórios, e ainda, cinge-se às alterações aos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço, decorrentes de um maior nível de exigência.
- b) No setor do gás: a atualização de redação decorrente das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que alterou a organização do sistema nacional de gás, passando a incluir-se a possibilidade de injeção de gases renováveis e de gases de baixo teor em carbono.

Nesse sentido, o parecer do CT está dividido em duas partes, a primeira relacionada com a revisão regulamentar do setor elétrico, e a segunda parte dedicada ao setor do gás.

II – SETOR ELÉTRICO

A. ZONAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICO

Com a publicação do primeiro RQS para o setor elétrico foram estabelecidas zonas de qualidade de serviço, ou seja, regiões geográficas em que existem padrões de qualidade de serviço técnico diferenciados.

O RQS, em vigor, classifica as zonas de qualidade de serviço em Portugal continental e Região Autónoma dos Açores (RAA) da seguinte forma:

- Zona A – capitais de distrito em Portugal continental e cidades de Ponta Delgada, Angra de Heroísmo e Horta, na RAA, e localidades com mais de 25 mil clientes;
- Zona B – localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000;
- Zona C – os restantes locais.

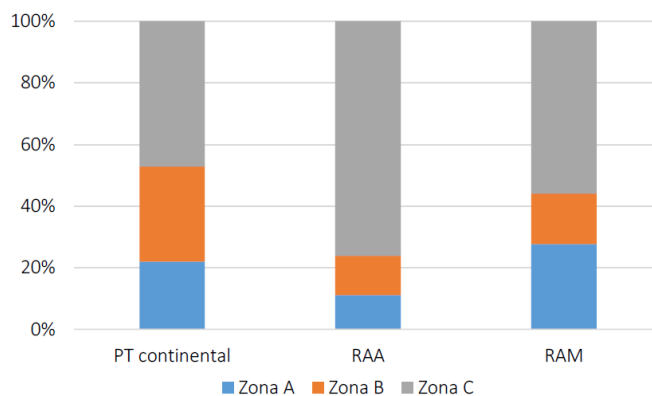
¹⁹⁴ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira (RAM), a classificação é feita da seguinte forma:

- Zona A – localidades com importância administrativa específica e ou com alta densidade populacional;
- Zona B – núcleos sede de concelhos e locais compreendidos entre as zonas A e C;
- Zona C – os restantes locais.

Conforme se pode verificar pela análise da figura a maioria dos clientes encontra-se na zona C.

Figura 2-1 – Percentagem do número de clientes por zona de qualidade de serviço



Fonte: ERSE – CP 94.³ - Documento justificativo

As zonas de qualidade de serviço foram criadas tendo por base os seguintes princípios:

- Distribuir energia em diferentes zonas do país tem custos diferentes, dependendo do tipo de rede e da densidade do consumo.
- O nível de qualidade de serviço (em termos de continuidade) deve ser adaptado às diferentes necessidades, evitando investimentos economicamente desaconselhados, que resultariam de uma uniformidade ao nível da qualidade de serviço, com os consequentes aumentos de custo nas tarifas de acesso às redes a pagar por todos os consumidores.

Não obstante estes princípios, a ERSE reconhece a necessidade de diminuição das assimetrias no território e de melhorar a qualidade em determinados locais, pelo que se têm desenvolvido algumas iniciativas, tais como:

- Melhoria da continuidade de serviço nas zonas C.
- Criação de incentivo económico à melhoria da continuidade de serviço nos locais pior servidos no continente.
- Criação do conceito de ilha de qualidade de serviço, permitindo melhorar a continuidade de serviço em locais específicos onde a atividade desenvolvida o exija.

Os estudos desenvolvidos pelo INESC ID/IST, para os operadores das redes comprovam que, em Portugal continental e na RAA, a continuidade de serviço esperada respeita as zonas de qualidade de serviço, ou seja, os operadores das redes têm considerado no seu planeamento as diferentes zonas impostas pelo RQS, procurando-se assim um desenvolvimento de rede equilibrado, ponderando a qualidade necessária e os custos a suportar pelos clientes.

Por sua vez, os mesmos estudos mostram que na RAM, resultado de opções históricas e também de investimentos realizados, a continuidade de serviço é mais homogénea, não sendo tão diferenciadas as três zonas de qualidade de serviço estabelecidas.



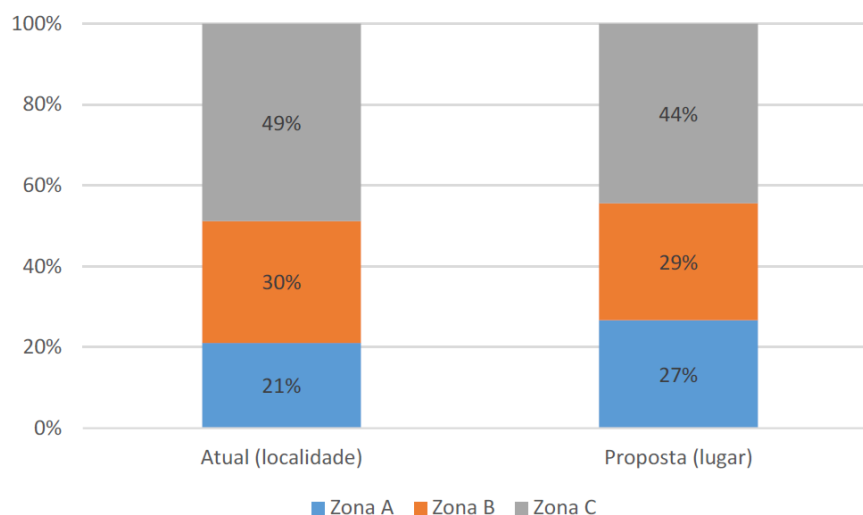
Na presente revisão do RQS a ERSE propõe manter os critérios administrativos para a definição das zonas de QS, alargando a aplicação destes critérios à RAM e, acolhendo uma proposta da EDP Distribuição, substituir o conceito de “localidade” pelo de “lugar”.

O conceito “lugar” encontra-se definido pelo INE para todos os municípios, sendo uma das unidades geográficas utilizadas na estatística nacional.

Por forma a minimizar os impactes da transição para o novo conceito “lugar” foi criada uma cláusula de salvaguarda segundo a qual os lugares com mais de 2000 clientes que atualmente se situam nas zonas A ou B não podem passar para uma zona de qualidade inferior.

A título exemplificativo, em Portugal continental a utilização do conceito de “lugar” em substituição do termo de “localidade” que era usado para definir as zonas de Qualidade de Serviço, implica a redução de 5% do número de clientes na zona C, de 1% na zona B e em contrapartida um aumento em 6% do número clientes na zona A.

Figura 2-2 – Impacte na classificação das instalações



Fonte: ERSE – CP 94.^a - Documento justificativo

Com as alterações propostas e a atualização das zonas em função da sua densificação, aumenta o número de clientes nas zonas de qualidade de serviço superior, o que merece o acordo do CT.

B. CONTINUIDADE DE SERVIÇO - SITUAÇÃO ATUAL

A qualidade de serviço técnica depende da taxa de incidentes na rede, e esta é função da tipologia da rede e dos processos de restabelecimento utilizados, com consequência no tempo de reposição do serviço.

A continuidade de serviço (CS), em grande medida, resulta:

1. Das características de fiabilidade de funcionamento da infraestrutura de distribuição de energia elétrica e das reservas e redundâncias existentes,
2. Da manutenção do nível de estado de conservação dos equipamentos,
3. Da gestão das atividades de operação e controlo do funcionamento das redes e equipamentos, e da eficaz atuação preventiva na resolução das situações de potenciais perturbações futuras e correção das perturbações que se verifiquem.

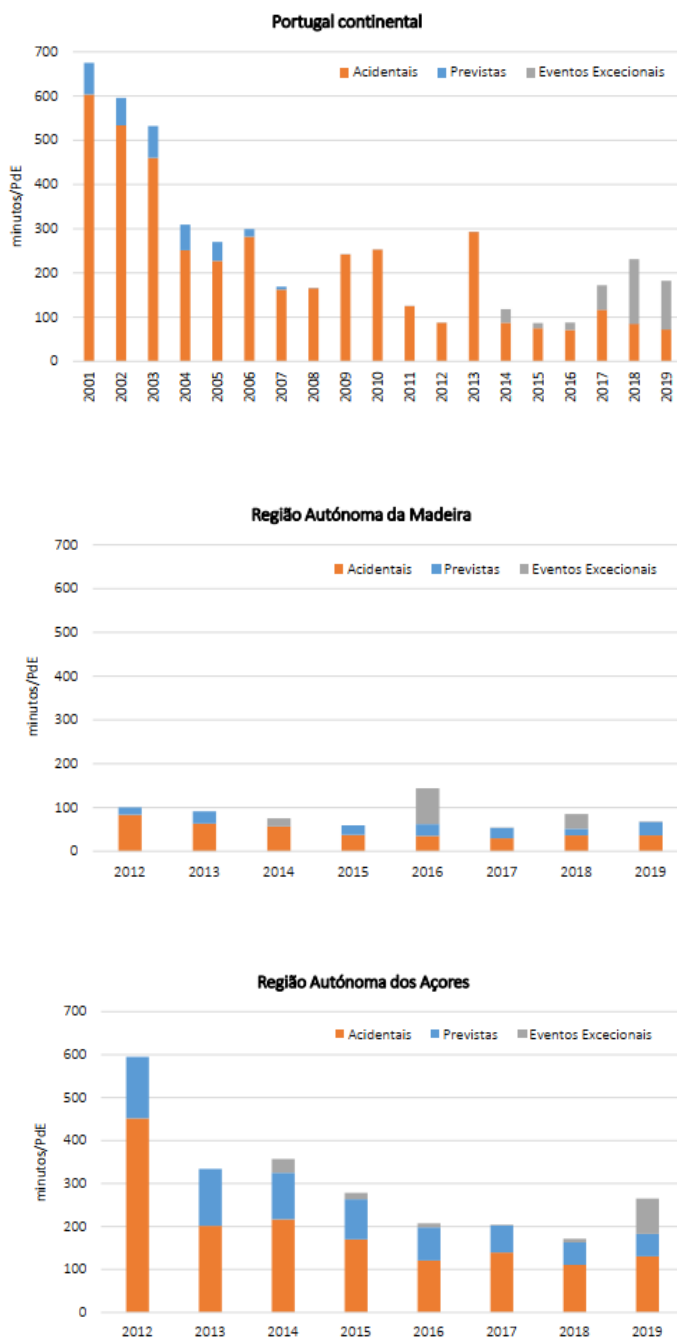


O balizamento do nível de atuação dos operadores, depende do estabelecimento pela ERSE de padrões de CS e dos investimentos realizados, bem como dos regulamentos, incentivos e penalizações para suportar e controlar as diferentes atividades desenvolvidas pelos concessionários.

A. Evolução histórica

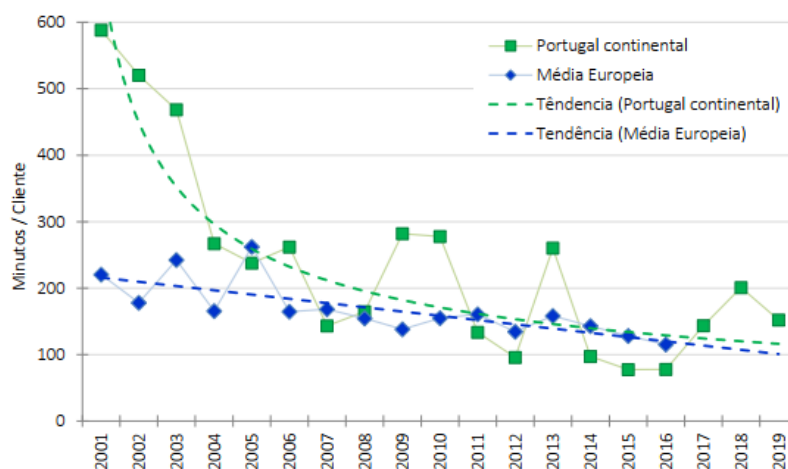
Ao longo dos últimos anos, como se pode observar na figura 3-1, o desempenho das redes elétricas no que se refere à duração média das interrupções longas sentidas pelos clientes apresentou uma tendência de melhoria, apenas afetada nos últimos anos pelos eventos excepcionais.

Figura 3-1 – Evolução do SAIDI MT, em minutos por ponto de entrega



A continuidade de serviço verificada em Portugal continental convergiu com a média europeia, nas últimas duas décadas, conforme indicado na figura 3-2.

Figura 3-2 – Evolução da duração da totalidade das interrupções em BT (SAIDI BT)



Sendo as redes de MT a componente determinante para o desempenho da continuidade de serviço das redes em BT, os PDIRD-E, (Planos de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição em MT e de AT) sempre identificaram a qualidade de serviço como um dos principais vetores de investimento.

B. Continuidade de serviço na rede de distribuição de energia elétrica: valores esperados, valores máximos e definição de padrões – estudos realizados pelo INESC-ID/IST

O INESC-ID/IST concluiu em abril de 2019 a *tarefa I* do estudo, efetuada com o objetivo de contribuir para que a ERSE estabelecesse padrões de CS exequíveis, considerando a estimativa dos valores esperados dos indicadores individuais de CS, relativos à duração e frequência das interrupções em cada ponto de entrega da rede em média tensão (MT).

Este estudo foi elaborado com base nos dados facultados pelos concessionários da rede de distribuição (EDPD, EDA e EEM).

Tomando como base os dados de 2017 e com o conhecimento dos pressupostos com que foram obtidos, o INESC-ID/IST realizou a análise dos mesmos e apresentou as principais conclusões dos resultados esperados para os valores dos indicadores individuais de CS, considerando ser importante garantir que são estabelecidos pela ERSE padrões de CS exequíveis, no sentido em que tais padrões possam ser atingidos com investimento razoável sobre a infraestrutura de distribuição de energia.

Nos seus estudos o INESC-ID/IST utilizou a ferramenta *DPlan* para simular avarias dos elementos da rede e a correspondente interrupção do serviço nos pontos de entrega (PdE), com a finalidade de obter valores esperados para os indicadores de continuidade de serviço, com um nível de confiança apropriado ao estabelecimento de padrões de CS, suportando tecnicamente uma alteração dos padrões de CS.

Ao consolidar resultados obtidos para os valores esperados e ao estabelecer uma metodologia coerente e cientificamente sólida de mapear valores esperados em valores máximos, consideram estar em condições de suportar tecnicamente uma alteração dos padrões de CS que oriente eficientemente o investimento para o cumprimento dos mesmos.

Afirma ainda o INESC-ID/IST, que tomou em consideração que "o número anual de incidentes numa determinada linha/cabo como o tempo necessário para restabelecer o serviço depois de um incidente são variáveis aleatórias. Sendo variáveis aleatórias, a frequência e duração das interrupções de um dado PdE são função dessas variáveis e, por isso, funções de variável aleatória."



Na tarefa II o INESC-ID/IST calculou as compensações a pagar aos clientes pelos concessionários da rede com base no nível de incumprimento de CS, utilizando dados históricos de interrupções e disponibilizando as ferramentas computacionais de determinação desses incumprimentos.

Considerou ainda, que:

- Os níveis de incumprimento são valores máximos determinados para uma garantia probabilística de 98 % e que se espera que as correspondentes compensações sejam atingidas apenas uma vez em cada período de cinquenta anos.
- As alterações propostas pela ERSE representam um aumento substancial da exigência sobre a CS a garantir pelas concessionárias, diminuindo assimetrias entre Zonas RQS no que respeita a essa exigência.
- As alterações propostas pela ERSE são exequíveis no sentido em que são possíveis de cumprir pelas concessionárias, investindo nas zonas de rede em que o histórico de desempenho (conjuntural) é inferior ao desempenho esperado (estrutural).
- Caso as concessionárias não consigam investir criteriosamente e em tempo útil na melhoria da CS, o estudo conclui que os montantes das compensações anuais previstos por incumprimentos dos novos padrões são equilibrados.

Na tarefa III o INESC-ID/IST, com base nos resultados sobre a CS esperada, objeto dos estudos anteriores para as três concessionárias da rede de distribuição, obteve uma distribuição de valores máximos dos indicadores de CS para cada concessionária e nível de tensão.

As distribuições obtidas para os valores máximos são comparadas com os respetivos valores da proposta da ERSE para alteração dos padrões individuais de CS, de forma a avaliar a sua exequibilidade e a eventual necessidade/oportunidade para redefinição das zonas RQS.

A análise das distribuições de valores máximos dos indicadores de CS mostrou não ser necessário redefinir as Zonas RQS. Apesar de não ser necessário, pode ser oportuno fazer pequenas alterações na definição das Zonas RQS que façam uso de informação administrativa mais representativa ou mais atual.

No caso da rede concessionada à EEM, a CS na zona B é, para a generalidade dos pontos de entrega, muito superior ao valor do correspondente padrão, havendo por isso margem para estender a zona A a grande parte dos PdE da zona B.

Em termos gerais considera a ERSE que se verifica o seguinte:

- Existem algumas dificuldades de cumprimento em algumas das ilhas da RAA;
- Em Portugal continental e na RAM, existe uma folga entre os valores verificados e os valores padrão.

Deste modo, entende a ERSE que existe margem para garantir uma melhor qualidade aos clientes sem custos significativos, em especial nas zonas B e C. São exceção algumas ilhas dos Açores.

O elevado nível de continuidade de serviço alcançado está necessariamente ligado ao investimento alocado a este objetivo.

Tendo hoje a continuidade de serviço um padrão positivamente comparável com as congéneres europeias, não obstante a elevada percentagem de rede elétrica do tipo aérea, não pode, contudo, ser entendido que o esforço de investimento não considere:

1. O objetivo de redução de assimetrias entre as diferentes zonas de qualidade de serviço.
2. Que uma parte significativa da rede elétrica de distribuição AT/MT foi construída nos anos 70 e 80 do século passado, pelo que a vida útil dos equipamentos constitui um desafio que não pode ser descurado, sob risco da degradação dos indicadores de continuidade de serviço.



O CT constata que os estudos e as metodologias utilizadas e a sua fiabilidade decorrem da previsibilidade e constância de pressupostos, que permitem a projeção de comportamentos históricos com os ajustamentos às realidades em desenvolvimento.

Neste sentido, o CT recomenda uma cuidada ponderação face às alterações substanciais de contexto derivadas da transição energética e digitalização da rede que podem, significativamente, afetar os parâmetros de base utilizados nos estudos anteriormente referidos.

Adicionalmente, o CT destaca que algumas dessas alterações podem potenciar evoluções disruptivas a nível do sistema elétrico, nomeadamente o trânsito de energia nas redes, o autoconsumo, a produção solar e o armazenamento de energia, pelo que aconselha uma maior ponderação e acompanhamento pela ERSE, de modo a permitir reajustes que se justifiquem nas soluções a implementar.

C. PROPOSTA DE PADRÕES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

1. Metodologia

A metodologia que estabelece os padrões individuais de continuidade de serviço técnico, deve, de acordo com o referido no documento justificativo que acompanha a presente consulta pública, *“ter em consideração não só a qualidade que se considera necessária para os diferentes utilizadores das redes, sejam produtores ou consumidores, mas também os custos associados ao cumprimento dos níveis e qualidade impostos pelos padrões”*.

Em consulta a ERSE apresenta duas ferramentas que permitem estabelecer os padrões individuais, nomeadamente:

- *“Os estudos realizados pelo INESC ID/IST permitem calcular para um determinado grau de confiança o nível de incumprimentos associado a um padrão determinado. Os resultados probabilísticos são obtidos por simulação do comportamento de rede, tendo por base um modelo de rede e taxas de fiabilidade dos vários elementos que compõe a rede. Com o nível de incumprimentos são também calculadas as compensações monetárias associadas”*.
- *“Valores históricos para os indicadores individuais (número e duração de interrupções) para cada posto de transformação”*.

Verifica-se que, na generalidade das situações os resultados do modelo do INESC ID/IST (doravante “Modelo”) se apresentam otimistas quando comparados com a realidade dos dados históricos dos últimos cinco anos, sendo esta diferença possivelmente relacionada com o verdadeiro impacte, entre outras, das condições atmosféricas adversas e a ocorrência de incêndios, que afetam as redes elétricas e contribuem para a degradação da continuidade de serviço.

Assim, a ERSE optou por uma abordagem mista, considerando mais prudente estabelecer os novos padrões de qualidade individual recorrendo aos dados históricos (reais), e completando o trabalho com uma análise de sensibilidade dada pelo modelo de simulação, i.e., verificando o impacto estimado pelo modelo dos novos padrões.

Tendo em consideração o exposto e que a uniformização dos padrões individuais de continuidade de serviço é dificilmente justificável com base em critérios técnico-económicos, já que o esforço financeiro necessário para a melhoria dos padrões de qualidade técnica deve garantir a sustentabilidade do setor, o CT concorda com a metodologia adotada pela ERSE, sendo a mesma adequada para alcançar o equilíbrio entre o nível de investimento realizado e a melhoria da qualidade de serviço.

Isto é, por um lado permite a convergência dos padrões da continuidade de serviço das zonas pior servidas (zonas B e C) com a zona com melhores padrões (zona A) e, por outro lado garante a sustentabilidade do sistema, através de uma análise de sensibilidade que verifica o impacto estimado.



2. Portugal continental

a. Média tensão

Os padrões individuais propostos têm como objetivo garantir um nível de incumprimento baixo¹⁹⁵ e aproveitar a margem de melhoria existente. Para Portugal continental na média tensão são apresentados no quadro 1, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 8 | 8 | 0 |
| | B | 12 | 9 | - 25 |
| | C | 18 | 12 | - 33 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 4 | 4 | 0 |
| | B | 8 | 7 | - 13 |
| | C | 12 | 10 | - 17 |

Quadro 1: Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em MT, para Portugal continental

O CT entende os valores propostos, pois aumentam a exigência relativamente aos padrões individuais atuais, contribuem para reduzir as assimetrias verificadas no território, e minimizam o nível de incumprimento estimado.

b. Baixa tensão

Os padrões individuais propostos para Portugal continental na baixa tensão são apresentados no quadro 2, sendo feita a sua comparação com os padrões individuais atuais.

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 10 | 10 | 0 |
| | B | 15 | 11 | - 27 |
| | C | 20 | 15 | - 25 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 6 | 6 | 0 |
| | B | 10 | 9 | - 10 |
| | C | 17 | 14 | - 18 |

Quadro 2: Proposta de padrões individuais nas redes de distribuição em BT, para Portugal continental

Para determinar os padrões individuais para a BT, o INESC ID/IST estabeleceu uma metodologia para extensão dos resultados obtidos na MT para a BT.

Para tal, assumiram-se os seguintes pressupostos: i) as redes aéreas em BT são na sua grande maioria em cabo de torçada, com taxas de incidentes muito semelhantes às redes BT em cabo subterrâneo; ii) as redes de BT são responsáveis por muito menos interrupções nos pontos de entrega em BT do que as redes de MT; iii) os tempos de restabelecimento em redes BT são semelhantes aos das redes MT.

Desta forma, a definição dos padrões individuais BT resulta dos valores estabelecidos para a MT, adicionando um determinado número de interrupções e duração de interrupções que reflita os contributos das redes de BT e dos tempos adicionais de reposição associados a estes indicadores individuais de continuidade de serviço (número e duração de interrupções). Esta análise e estes pressupostos foram realizados conjuntamente com o INESC ID/IST.

¹⁹⁵ Nível de incumprimento inferior a 2%.



O CT entende os valores propostos, pois aumentam a exigência relativamente aos padrões individuais atuais das piores zonas de qualidade, o que contribui para reduzir as assimetrias verificadas no território.

3. Região Autónoma dos Açores

O CT considera ser relevante destacar que na Região Autónoma dos Açores (RAA) existem 9 pequenos sistemas elétricos isolados, bastante distintos e tipicamente radiais, o que determina a existência de baixos níveis de redundância e, em muitos casos, a sua inexistência.

Importa relevar que num sistema elétrico não isolado, como é o caso do sistema continental:

- A Rede Nacional de Transporte veicula em todo o território continental a produção dos Centros Electroprodutores, garantindo a continuidade e integridade global do sistema elétrico, dispondo adicionalmente de interligações com a rede elétrica europeia;
- A Rede Nacional de Distribuição, para além de hoje ser nela injetada uma elevada parcela da energia produzida na designada produção descentralizada, apresenta níveis significativos de redundância que resultam da prevalência de alimentações em anel (malha fechada) em detrimento de alimentações radiais.

O CT reconhece a maior dificuldade de exploração de sistemas isolados, quer no que se refere à continuidade do serviço, quer no que toca ao controlo de tensão e frequência, cujos desvios dos valores standards geram interrupções.

Os constrangimentos sumariamente enunciados, tornam-se mais evidentes ao considerar dois fatores de agravamento, ambos com elevada expressão no valor global dos indicadores de qualidade e que dificilmente podem ser comparados com situações semelhantes num sistema continental:

- Produção: existe um único centro produtor para cada sistema electroprodutor, que responde em exclusivo pelo equilíbrio do sistema em que se insere. Na esmagadora maioria dos casos, estes centros produtores dispõem apenas de um ou dois grupos térmicos. Quando ocorre a saída inesperada de um destes grupos térmicos, os efeitos são muito penalizadores, dando origem a apagões gerais numa ilha inteira, o que, felizmente, não tem frequência significativa, embora subsista o risco;
- Distribuição: nas zonas do tipo C, a qualidade de serviço está usualmente associada a linhas elétricas que têm de ser as primeiras a ser deslastradas, quando está em causa a segurança dos sistemas onde se inserem.

O CT, reconhecendo que a implementação de redundâncias através de sistemas em anel é economicamente insustentável para a maioria da realidade da RAA, recomenda que nas zonas B e C, onde seja necessário garantir uma qualidade de serviço superior, em virtude dos equipamentos e serviços envolvidos, a mesma seja obtida com a criação de ilhas de qualidade de serviço.

A ERSE através da proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço, apresenta, para a RAA, os padrões individuais de continuidade de serviço (CS), indicados na tabela seguinte, onde se efetua a comparação com os padrões em vigor.

**a. Média tensão**

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 8 | 8 | 0 |
| | B | 15 | 13 | - 13 |
| | C | 30 | 25 | - 17 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 4 | 4 | 0 |
| | B | 8 | 7 | - 13 |
| | C | 16 | 13 | - 19 |

Fonte ERSE: Quadro 4-3 – Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço

O CT constata que relativamente ao número de interrupções, mantém-se o padrão para a zona A, enquanto para as zonas B e C, são propostas reduções de 13% e 17%, respetivamente. No que concerne à duração total das interrupções, mantém-se o padrão para a zona A, e, reduções para as zonas B e C, de 13% e 19%, respetivamente.

b. Baixa tensão

A proposta da ERSE, quanto aos padrões individuais de CS, para a BT, é evidenciada na tabela abaixo, efetuando-se a comparação com os padrões atualmente em vigor.

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 10 | 10 | 0 |
| | B | 20 | 16 | - 20 |
| | C | 40 | 30 | - 25 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 6 | 6 | 0 |
| | B | 10 | 9 | - 10 |
| | C | 22 | 18 | - 18 |

Fonte ERSE: Quadro 4-4 – Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço

O CT constata que, relativamente ao número de interrupções, mantém-se o padrão para a zona A, enquanto as zonas B e C, denotam reduções de 20% e 25%, respetivamente. Quanto à duração total das interrupções, mantém-se o padrão para a zona A e um decréscimo para as zonas B e C, de 10% e 18%, respetivamente.

4. Região Autónoma da Madeira (RAM)

A proposta de padrões individuais de continuidade de serviço para a RAM, aplicáveis às interrupções acidentais longas nas redes de distribuição em MT e BT, por ano e por cliente, previstos no artigo 24.º do RQS e a sua comparação com os padrões individuais atuais é apresentada nos quadros seguintes:

**a. Média tensão**

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 8 | 8 | 0 |
| | B | 12 | 9 | -25 |
| | C | 18 | 12 | -33 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 4 | 4 | 0 |
| | B | 8 | 7 | -13 |
| | C | 12 | 10 | -17 |

Fonte ERSE: Quadro 4-5 – Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço

b. Baixa tensão

| Indicador | Zona Qualidade Serviço | Padrão Atual | Padrão Proposto | Variação (%) |
|------------------------------------|------------------------|--------------|-----------------|--------------|
| Número interrupções | A | 10 | 10 | 0 |
| | B | 15 | 11 | -27 |
| | C | 25 | 15 | -40 |
| Duração total interrupções (horas) | A | 6 | 6 | 0 |
| | B | 10 | 9 | -10 |
| | C | 17 | 14 | -18 |

Fonte ERSE: Quadro 4-6 – Proposta de reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço

Conforme se infere dos quadros, em ambos os níveis de tensão, apenas a zona A mantém os valores do padrão individual, havendo uma maior exigência nas zonas B e C, quer no número quer na duração das interrupções.

O histórico de compensações por incumprimento de padrões de continuidade de serviço na RAM tem sido baixo. O CT reconhece o importante contributo das alterações introduzidas pela proposta de Reformulação do RQS para a redução de assimetrias em cada território, elevando o padrão das zonas de qualidade de serviço B e C.

Considera ainda o CT que há que ter em atenção o eventual impacte da redefinição das zonas de qualidade de serviço na RAM decorrentes da alteração da sua definição para o conceito de lugar estatístico, pois, por esta via, poderá fazer aumentar significativamente o número de clientes das zonas A e B.

D. PROPOSTA DE PADRÕES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O articulado da proposta de revisão do RQS define no seu artigo 17.º o âmbito de aplicação e elenca, nos artigos 18.º e 20.º, os indicadores gerais de continuidade de serviço aplicáveis, respetivamente, às redes de transporte e às redes de distribuição.

a. Âmbito de aplicação

É introduzido, quer nas redes de transporte quer nas redes de distribuição, o conceito de instalações de armazenamento autónomo, estabelecendo o articulado que lhes devem ser aplicados os indicadores previstos para as instalações de produção.

O CT considera consistente esta inclusão, atendendo à evolução do papel do armazenamento no desenvolvimento das redes elétricas, em particular na sequência da proposta de revisão da regulamentação do autoconsumo apresentada à discussão na [93.ª consulta pública](#) da ERSE.

O CT também concorda com a proposta de aplicar a estas instalações os indicadores já definidos para as instalações produtoras, uma vez que o armazenamento tenderá a desempenhar um papel equivalente ao da produção.

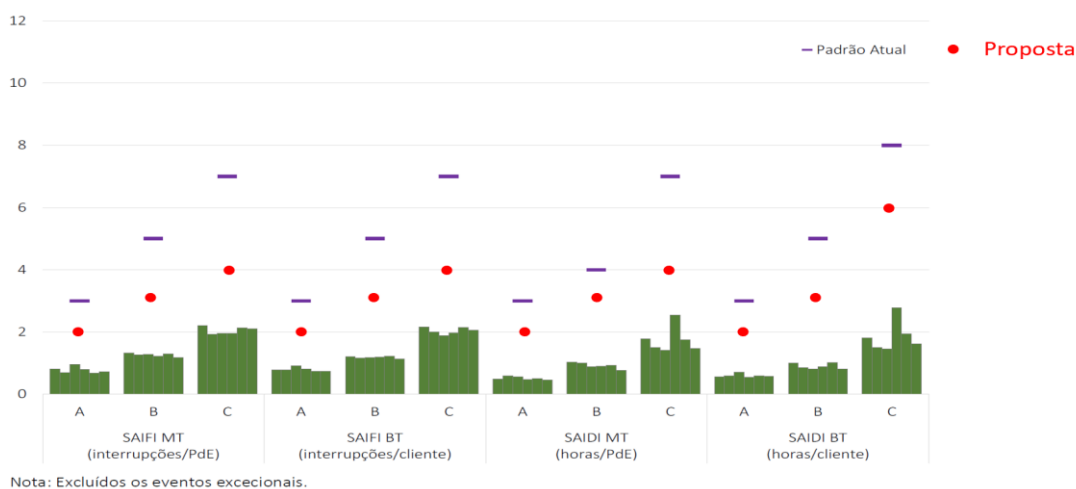


b. Fixação dos padrões gerais de continuidade de serviço

No que diz respeito ao estabelecimento dos novos padrões gerais de continuidade de serviço, revisão efetuada exclusivamente para as redes de distribuição em MT e BT, abrangendo o continente e as RA, a ERSE considera que os resultados atingidos permitem verificar que existem algumas dificuldades no cumprimento dos padrões nalgumas ilhas da RAA, mas que, tanto em Portugal continental como na RAM, existe folga entre os padrões e os valores efetivamente já atingidos.

Nessa sequência, o CT constata uma redução generalizada dos indicadores de continuidade de serviço, face aos valores atualmente em vigor, conforme é verificável nas tabelas apresentadas no anexo da proposta de articulado, sobretudo em Portugal continental e na RAM.

A título de exemplo, veja-se o caso de Portugal continental:



Fonte: elaborado com base em dados da ERSE

Sem prejuízo do exposto, o CT considera que a ERSE não é suficientemente clara quanto à metodologia e princípios que nortearam a fixação quantitativa dos novos referenciais.

Efetivamente, enquanto que no caso dos padrões individuais refere ter partido da base histórica observada (dados reais) e complementada com uma análise de sensibilidade ¹⁹⁶, no caso dos padrões gerais não é possível ao CT ajuizar da calibração dos novos valores padrão, sem prejuízo de ser visível uma procura de melhoria face aos dados históricos.

Assim, para uma compreensão partilhada entre consumidores e operadores de rede, o CT recomenda que a ERSE fundamente melhor as suas propostas para os níveis de continuidade de serviço a nível geral.

c. Padrões gerais para as RA

No caso da RAM, para além da revisão dos padrões para o conjunto do arquipélago, o CT nota a introdução de padrões gerais de continuidade de serviço distintos e específicos para cada uma das duas ilhas (Madeira e Porto Santo).

Quanto à RAA, o CT começa por registar as diferenças alcançadas historicamente (dados reais) entre os diferentes sistemas isolados. Muito em particular, fica evidente as dificuldades de cumprimento em algumas das ilhas da RAA, como o Faial, Terceira, Graciosa, Pico, São Jorge, em particular no que respeita ao SAIFI.

¹⁹⁶ Assente no modelo "DPlan" do INESC ID / Instituto Superior Técnico (INESC ID/IST) para verificar o impacto estimado ao nível da taxa de incumprimento dos padrões individuais, bem com no volume de compensações a pagar aos clientes.



A ERSE propõe, ainda assim, no caso da RAA, que se mantenha um quadro de aplicação de novos padrões gerais válido e igual para todas as ilhas.

O CT questiona a ERSE sobre as razões da diferença de tratamento proposto para as RA no que diz respeito à aplicação dos padrões gerais dos seus sistemas isolados.

E. QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A vertente comercial da qualidade de serviço diz respeito essencialmente à qualidade do relacionamento comercial com o cliente, abrangendo aspetos como: o atendimento aos clientes, presencial e/ou telefónico; a resposta a reclamações e a pedidos de informação; a leitura de contadores ou a prestação de serviços nas instalações dos clientes (assistência técnica, garantias de fornecimento, por exemplo).

Na generalidade das situações, a qualidade de serviço comercial está associada ao desempenho dos comercializadores, embora para alguns serviços dependa também do desempenho dos ORD.

A respeito da qualidade de serviço comercial, o RQS define níveis mínimos (padrões) para os indicadores gerais e metas específicas para as obrigações.

Para avaliar a qualidade de serviço comercial são utilizados dois tipos de indicadores ou medidas que medem a qualidade do ponto de vista dos clientes e também o desempenho daqueles agentes em termos do cumprimento das suas obrigações:

- Indicadores gerais: procuram caracterizar o desempenho das empresas para o conjunto dos seus clientes.
- Indicadores individuais: garantem a cada cliente um nível mínimo (padrão) de qualidade de serviço, para os temas a que se aplicarem – se a empresa não cumprir deverá pagar uma compensação ao cliente.

Atualmente, os diferentes níveis de qualidade (zonas A, B e C) aplicam-se apenas à continuidade de serviço, contrariamente ao que sucedia no passado em que a qualidade de serviço comercial tinha níveis distintos por zona de qualidade.

Esta particularidade, e a sua inerente uniformização, considerando que a maioria dos clientes está localizada em zona C em termos da CS, tenderá a exigir um esforço acrescido aos operadores para efeitos do cumprimento dos padrões estipulados no RQS.

Por outro lado, e no âmbito do Regulamento dos serviços das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica (RSRI), definiu-se a exclusão do cálculo do indicador de *frequência da leitura de equipamentos de medição* de energia elétrica na situação de contadores integrados em redes inteligentes. O racional subjacente é o de que a crescente integração de equipamentos de medição em redes inteligentes, com uma frequência de leitura necessariamente mais elevada face aos restantes.

Por outro lado, os equipamentos que já fazem recolhas de leituras remotamente, mas que não estão ainda integrados nas redes inteligentes, por também terem uma recolha de leituras com maior frequência, não devem também ser considerados para avaliação deste indicador, tal como proposto pela ERSE.

Assim, a ERSE introduz o termo “local” para limitar à avaliação do indicador apenas as leituras recolhidas localmente pelo ORD, ou aquelas que são comunicadas pelo cliente ou comercializadores, o que merece a concordância do CT dado considerar que não introduzirá acréscimos tarifários.

F. OUTROS TEMAS

1. Eventos excecionais

A ERSE identifica a necessidade de a entidade que apresentar o pedido de classificação como evento excecional a manter informada de todos os desenvolvimentos do processo.



Esta necessidade, cautelar, está suportada no facto de as decisões da ERSE em classificar como eventos excepcionais os incidentes nas redes de distribuição que decorreram dos grandes incêndios ocorridos em 2017, terem sido suspensas ao abrigo do Código do Procedimento Administrativo.

O CT concorda com a alteração sugerida.

2. Planos de melhoria da qualidade de serviço

Atualmente, os ORD podem apresentar à ERSE planos de melhoria quando existirem dificuldades de cumprimento dos padrões gerais ou individuais de continuidade de serviço e/ou da qualidade da energia elétrica.

Observando que a disposição relativa aos planos de melhoria estava localizada em artigos exclusivos da energia elétrica, e uma vez que a mesma se deve estender ao setor do gás, a ERSE decidiu autonomizar este artigo em disposições finais, adaptando-o também à integração das RA.

Até hoje, os ORD têm submetido à ERSE os seus planos de monitorização da qualidade de energia elétrica, a qual, previamente à sua aprovação, solicita parecer à DGEG ou às direções regionais competentes no caso das RA.

A monitorização tem tido uma evolução positiva como consequência quer do aumento dos pontos em monitorização permanente quer da maior experiência dos ORD, pelo que a ERSE propõe a dispensa da aprovação dos correspondentes planos, face à explicitação na regulamentação dos princípios a que os mesmos obedecem.

No entanto, a ERSE dispõe, complementarmente, que os planos de monitorização lhe sejam previamente remetidos e que tenham divulgação na internet.

Considerando que esta proposta de alteração integra um reforço de fiscalização da ERSE, o CT dá o seu acordo às alterações propostas.

3. Produção de efeitos

Consideradas quer a necessidade de adaptação dos sistemas informáticos dos ORD às alterações nas zonas de qualidade de serviço, quer o cálculo num horizonte anual dos padrões gerais e individuais de continuidade de serviço, a ERSE propõe, e o CT concorda, que as disposições relativas a estes temas produzam efeitos a 1 de janeiro de 2022, mantendo-se em vigor até essa data as disposições atuais.

4. Recolha e registo de informação

Na proposta de articulado, o número 2 do art.º 108.º, refere que *“as entidades referidas no número anterior devem manter acessível, durante um período mínimo de cinco anos, a informação sobre qualidade de serviço, incluindo gravações integrais de todas as chamadas, necessária à verificação do cumprimento do regulamento”*.

Sem prejuízo do CT considerar positiva a abordagem da ERSE de incluir a conservação das gravações das chamadas no rol de informação a manter acessível para a necessária verificação do cumprimento do regulamento, o CT nota que a conservação da gravação integral de todas as chamadas, por um período de 5 anos, poderá ser considerada desproporcional numa ótica custo/benefício para os agentes de mercado e respetivos clientes.

Cumprir ressaltar que o artigo 5.º do RGPD prevê que os dados pessoais devem ser conservados *apenas durante o período necessário para as finalidades para as quais são tratados*, o que revela que os dados pessoais apenas devem ser conservados quando se justifique, e pelo prazo que for considerado adequado para as finalidades de tratamento em apreço.



Assim, e no que respeita ao período mínimo de 5 anos para conservação em suporte duradouro desta informação, o CT considera que, no limite, o mesmo deveria ser ponderado tendo em consideração o estabelecido recentemente no RRC para situações semelhantes.

5. Remissões no articulado

Na leitura do novo articulado, o CT detetou diversas remissões entre artigos que não se encontram atualizadas face à nova numeração que decorre desta nova versão do RQS e do MPQS.

Assim, o CT recomenda que as remissões consagradas no articulado destes instrumentos normativos sejam atualizadas.

G. RECOMENDAÇÕES

1. O CT concorda com a proposta da ERSE, reconhecendo que os novos padrões estão em linha com as melhorias de continuidade de serviço consolidadas nos últimos anos e que o maior nível de exigência dos padrões aumenta a confiança dos clientes no desempenho da rede.

O CT concorda, também, que a revisão dos padrões agora proposta é possibilitada pela evolução positiva dos indicadores de continuidade de serviço nos últimos anos, decorrente dos investimentos efetuados e que se afigura viável que os padrões propostos possam ser cumpridos sem necessidade de investimento adicional.

2. Contudo, o CT releva que os planos de investimento dos operadores de redes, além de permitirem o cumprimento dos padrões impostos, devem visar a manutenção efetiva dos níveis de continuidade de serviço já verificados nas zonas melhor servidas (A) e a promoção da melhoria das zonas com pior serviço (B e C), reduzindo as assimetrias de qualidade.

Assim, o CT considera que, num contexto de investimento para a promoção da transição energética, digitalização dos serviços e desenvolvimento de maiores níveis de inteligência na rede de distribuição, se deve garantir que os planos de investimento dos operadores de redes estejam alinhados com esses objetivos.

Em concreto, considerando que o PDIRD-E 2020¹⁹⁷ e os planos de investimento das RA foram elaborados tendo por base o atual nível de indicadores de continuidade de serviço, o CT recomenda à ERSE que assegure que os valores a serem aprovados acomodam as novas exigências, quer as resultantes dos padrões propostos, quer as que decorrem do alargamento geográfico das zonas de qualidade mais bem servidas.

3. Adicionalmente, o CT dá nota da existência de uma dualidade dos indicadores de continuidade de serviço nas RA face ao continente, recomendando uma análise sobre as vantagens em diferenciar os padrões entre interrupções com origem em centros produtores e interrupções com origem nas redes. Desta forma ficará mais clara a comparabilidade entre os sistemas, o que não se verifica atualmente.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário, Secção do Setor Elétrico, considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 25 de janeiro 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

¹⁹⁷ Do ORD AT/MT do continente.

**◆ Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica ◆** [\[Consulta Pública n.º 93\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"¹⁹⁸

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica", cabendo ao CT emitir parecer até 7 de janeiro de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE**A. Enquadramento legislativo**

O Decreto-Lei n.º [162/2019](#), de 25 de outubro, aprovou o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Este diploma legal estabelece:

- 1) o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, regulando a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, e
- 2) o regime jurídico das comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente, nesta parte, para o direito interno, a Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, veio permitir que os autoconsumidores se agrupem, podendo a mesma unidade de produção de energia ter vários autoconsumidores (autoconsumo coletivo), permitindo, igualmente que os autoconsumidores e demais participantes dos projetos de energia renovável constituam entidades jurídicas (as Comunidades de Energia Renovável, CER) para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

A produção de efeitos deste diploma dá-se da seguinte forma:

- 1) A partir de 1 de janeiro de 2020, relativamente aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER, que cumulativamente:
 - a) Disponham de um sistema de contagem inteligente, e
 - b) Sejam instalados no mesmo nível de tensão;
- 2) A partir de 1 de janeiro de 2021, relativamente aos demais projetos de autoconsumo.

De referir, por fim, que, nos termos do art.º 32.º, n.º 2, deste decreto-lei incumbia à DGEG e a ERSE publicar, até 31 de dezembro de 2019, a regulamentação necessária para a implementação dos projetos referidos na alínea a) do número anterior.

¹⁹⁸ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



Após consulta pública promovida pela ERSE na qual foram ouvidos os interessados, e dando cumprimento ao disposto no n.º 3 do artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que estabelece que o desenvolvimento da regulamentação necessária deve promover a participação das entidades interessadas em implementar projetos de autoconsumo, foi aprovado o Regulamento n.º [266/2020](#), de 20 de março de 2020.

Este Regulamento da ERSE estabelece as disposições aplicáveis ao exercício da atividade de autoconsumo de energia renovável individual ou coletivo, quando exista ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Tendo em conta que o art.º 32.º, n.º 1, alínea b), determina que, a partir de 1 de janeiro de 2021, devem ser possíveis formas adicionais de autoconsumo, face às que estavam previstas no primeiro ano de implementação (alínea a) do n.º 1 do art.º 32.º), e tendo ainda em atenção a experiência entretanto recolhida de aplicação do supracitado Regulamento, a ERSE vem submeter a consulta pública a proposta de reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica agora em apreço.

A proposta de alteração do Regulamento do Autoconsumo (RAC) traduz-se, em síntese, no seguinte:

- Inclusão de aspetos que complementam as possibilidades previstas no regime legal a partir de 2021, nomeadamente a possibilidade de integrar sistemas de armazenamento (incluindo as baterias de veículos elétricos), o tratamento dos casos em que os projetos de autoconsumo se instalam em níveis de tensão diferentes e as respetivas consequências nas tarifas de acesso às redes aplicáveis;
- Previsão da possibilidade de estabelecer projetos-piloto com vista a testar variações ao modelo regulamentar atual, perspetivando a introdução de inovações de forma gradual e minimizando impactes de adaptação nos sistemas dos operadores das redes e dos restantes agentes do setor sem colocar em causa o quadro legal definido pelo regime do autoconsumo;
- Inclusão de aspetos de detalhe resultantes da necessidade de clarificar o RAC, de explicitar situações omissas no texto inicial ou de incluir respostas adicionais para solicitações transmitidas à ERSE durante o período de aplicação do RAC.

B. Competências

No que diz respeito às competências, o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, estabelece o seguinte:

- ✓ É da competência da DGEG a decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, designadamente decidir do registo, licenciamento e atribuição de capacidade de injeção na rede, criar, manter, gerir e operar o Portal, manter uma base de dados atualizada sobre todos os registos atribuídos ao abrigo do presente decreto-lei e instalações em exploração e bem assim elaborar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação¹⁹⁹;
- ✓ Compete à ERSE elaborar os Regulamentos previstos no art.º 16º, designadamente em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados e determinar as disposições a aplicar no cálculo das tarifas de acesso às redes a estabelecer no Regulamento Tarifário;
- ✓ É competência da Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE, E.P.E.) a fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no presente decreto-lei, em matéria de exercício da atividade;

¹⁹⁹ Também já publicado: <https://www.dgeg.gov.pt/media/jwmpnff5/regulamento-de-inspe%C3%A7%C3%A3o-e-certifica%C3%A7%C3%A3o.pdf>



- ✓ Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, compete ao departamento do respetivo Governo Regional com competência na área da energia a fiscalização de unidades de produção de autoconsumo (UPAC) ali situadas.

II

ESPECIALIDADE

1) PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO

a) Armazenamento de energia

O armazenamento de energia, possibilitando o diferimento da utilização final de eletricidade produzida por uma ou mais UPAC, para um momento posterior ao da sua produção, com recurso a uma unidade de armazenamento registada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, é abordado nesta reformulação do RAC.

Entre outros novos aspetos abordados ou com proposta de revisão nesta reformulação do RAC, incluem-se as perdas de energia nas redes, os preços regulados, os coeficientes de partilha da energia de autoconsumo e os projetos piloto.

O CT regista que a regulamentação do armazenamento de energia incide fundamentalmente na identificação dos trânsitos de energia, seja para efeitos de partilha, de venda, de aplicação de tarifas ou de perdas.

Nota também para o facto de que na presente proposta de alteração do RAC apenas se enquadra o armazenamento diretamente ligado à RESP que esteja integrado em autoconsumo individual (ACi), em autoconsumo coletivo (ACc) ou numa comunidade de energia renovável (CER), excluindo-se a atividade de armazenamento exercida de modo autónomo, conforme definido no n.º 11 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente (Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho).

A localização do sistema de armazenamento tem implicação nas obrigações de instalação de equipamentos de medição e no apuramento de consumos, tarifas e perdas. No documento justificativo da 93ª Consulta Pública, relativa à Reformulação do RAC, são apresentados diversos esquemas de localização possível do armazenamento em situações de autoconsumo coletivo, que vão desde as soluções de armazenamento a montante do medidor (associados à UPAC, à IU ou à IU com UPAC) até soluções integradas no autoconsumo coletivo que incluem o armazenamento ligado à rede interna ou diretamente ligado à RESP.

Os sistemas de armazenamento, à semelhança das UPAC ligadas à RESP, têm a capacidade de injetar ou receber energia da rede. A ERSE propõe que estes sistemas de armazenamento ligados à RESP, diretamente ou através da rede interna, e associados a um autoconsumo coletivo sejam equiparados a unidades de produção, salvo nas situações expressamente identificadas no RAC, situação que merece a concordância do CT.

Ao fazer parte de um autoconsumo coletivo, a rede onde se liga um sistema de armazenamento tem de ter condições para receção da potência para partilha da energia injetada pelas IU participantes. Aplicar-se-ão, desta forma, as regras de determinação dos encargos de ligação à rede em vigor, considerando as unidades de produção. Também as necessidades de medição, contratação de fornecimento de energia para consumos próprios, tratamento da energia a partilhar, disponibilização de informação e restantes obrigações, são em quase tudo semelhantes às das UPAC.

b) Tratamento dos balanços de energia renovável no autoconsumo e garantias de origem renovável

O regime de autoconsumo previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro refere-se unicamente à produção de energia elétrica de origem renovável para consumo próprio.



No âmbito do tratamento dos balanços de energia de um autoconsumo sem sistema de armazenamento, a atribuição da produção das UPAC às IU associadas não oferece dúvidas, na medida em que existe uma correspondência direta entre a produção de origem renovável, medida no contador de fronteira da UPAC, e a dedução ao consumo da IU, com as necessárias adaptações respeitantes ao autoconsumo coletivo.

Quando se consideram sistemas de armazenamento, em particular sistemas isolados das UPAC e das IU, o balanço concretiza-se, através dos sistemas dos operadores de redes, em saldos entre a energia produzida nas UPAC, em cada período de 15 minutos, e a energia armazenada ou extraída de um armazenamento, no mesmo período.

Foram identificadas pela ERSE²⁰⁰ duas formas possíveis de integrar os sistemas de armazenamento na partilha da produção das UPAC em autoconsumo coletivo:

- a) A partilha da produção das UPAC pelas IU decorrer de forma idêntica à da situação sem sistema de armazenamento sendo que, em caso de existir excedente, o mesmo seja atribuído ao armazenamento;
- b) Dar prioridade à energia produzida nas UPAC para injeções no armazenamento e o restante ser partilhado pelas IU associadas ao ACc ou CER.

A ERSE propõe a adoção da opção b) essencialmente por entender que é a que melhor garante o conceito de armazenamento de energia proveniente de fonte renovável.

O CT não obstante entender a defesa do princípio de assegurar a origem renovável do armazenamento, considera que este não pode sobrepor-se ao princípio intrínseco do autoconsumo que passa pelo abastecimento primário dos consumos das IU, orientando assim o correto dimensionamento das UPAC.

Nesse sentido, o CT recomenda que se ponderem formas alternativas de encontrar um equilíbrio entre os dois princípios em jogo (a garantia do armazenamento de energia renovável e o abastecimento dos consumos próprios). Tal poderá passar por permitir uma maior flexibilidade para o autoconsumidor em escolher a porção de produção das UPAC a alocar ao armazenamento, como o faz em relação às IU, conjugada com um condicionamento ao comercializador de armazenamento estar vinculado à injeção de energia renovável²⁰¹.

A proposta de articulado objeto da presente consulta pública estabelece, no n.º 3 do seu artigo 9.º, que, se o autoconsumo incluir sistemas de armazenamento com ligação autónoma, os coeficientes de partilha de produção atribuídos a cada IU são aplicados à produção agregada das UPAC (dada como o somatório dos diagramas quarto-horários de produção de cada UPAC, quando positivos no sentido de injeção na rede), líquida do saldo quarto-horário apurado no ponto de ligação à rede dos sistemas de armazenamento, medido como positivo no sentido do consumo.

O n.º 9 do mesmo artigo refere ainda que o excedente determinado em cada IU e agregado para o autoconsumo coletivo é imputado a cada UPAC em proporção da respetiva injeção na rede, em cada período de 15 minutos, considerando também a energia extraída de sistemas de armazenamento no mesmo período em que ocorra.

O CT entende como positiva a abordagem proposta pela ERSE, de equiparar o tratamento de dados de sistemas de armazenamento dissociados de UPAC, quando o saldo é positivo no sentido de injeção na rede, ao tratamento de dados já previsto para as UPAC coletivas, uma vez que reflete o propósito de utilização da energia armazenada para efeitos de autoconsumo e facilita o processo de implementação nos sistemas dos operadores de rede.

²⁰⁰ 93.ª Consulta Pública - Documento Justificativo sobre a reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica.

²⁰¹ Efetivamente, se a energia injetada num armazenamento exceder, num dado período de 15 minutos, o total da produção das UPAC no mesmo período, então convencionou-se que a energia excedente injetada corresponde a fornecimentos da rede, devendo por isso estar suportados em contratos de fornecimento com um agente de mercado.



O CT considera que, nas situações em que as IU e o armazenamento estão no mesmo local e a UPAC se encontra noutra local (com utilização da RESP), deve ficar claro que a energia transitada pela RESP da UPAC para o armazenamento deve pagar tarifas de uso de rede aplicáveis.

O CT acolhe positivamente o princípio da disponibilização discriminada e granular de dados em todos os cenários previstos regularmente para o autoconsumo.

O CT reconhece a complexidade e desafios colocados aos sistemas de informação dos ORD, pelo facto de se prever maior flexibilidade na forma como cada EGAC define a distribuição de produção entre os sistemas de armazenamento e as restantes IU, pelo que recomenda à ERSE que acompanhe com proximidade a capacidade de resposta dos mesmos, particularmente nesta fase de arranque, e apoia uma eventual revisão do RSRI como instrumento de (re)ação.

c) Conceito de vizinhança

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, define, na alínea b) do n.º 1 do seu artigo 5.º, que os autoconsumidores coletivos organizados em condomínios de edifícios em regime de propriedade horizontal ou não, ou situados no mesmo edifício ou zona de apartamentos ou de moradias, em relação de vizinhança próxima, unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas localizadas numa área delimitada, que disponham de UPAC, podem proceder à atividade de autoconsumo, através de UPAC, independentemente do nível de tensão das IU.

Por seu lado, o n.º 2 do artigo 5.º do mesmo documento define que a relação de vizinhança próxima é avaliada caso a caso pela DGEG, pressupondo a continuidade física e geográfica do projeto e respetivos autoconsumidores ou participantes da CER e podendo tomar em consideração os postos de transformação aos quais o projeto se encontre ligado, os diferentes níveis de tensão associados ao projeto e qualquer outro elemento de natureza técnica ou regulamentar.

No entender do CT, o conceito de relação de vizinhança próxima consagrado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, é determinante para que as instalações de autoconsumo coletivo e as CER contribuam de forma efetiva para menores perdas na rede e, consequentemente para uma maior eficiência no SEN.

De facto, na perspetiva do CT, uma definição menos concreta deste conceito pode conduzir ao aparecimento de instalações de autoconsumo coletivo ou de CER com grande dispersão geográfica e, consequentemente, com um contributo negativo para as perdas nas redes que fará desvirtuar os seus objetivos iniciais de sustentabilidade e eficiência.

Assim o CT entende recomendar à ERSE que promova junto do Legislador a clarificação do conceito de vizinhança plasmado no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, numa perspetiva de desenvolvimento do regime autoconsumo, assente na proximidade elétrica.

d) Contrato de fornecimento do sistema de armazenamento

Como referido no [Documento Justificativo](#) da consulta pública, nos casos em que o autoconsumo coletivo contenha sistemas de armazenamento ligados à rede de forma autónoma pode verificar-se que, nos períodos quarto-horários em que os saldos de injeção nos sistemas de armazenamento superem a produção das UPAC, existe um consumo líquido a partir da rede no conjunto UPAC/sistema de armazenamento.

Tal situação, conforme expresso pela ERSE, obriga a que exista um contrato de fornecimento para esses consumos. Nesse sentido, a ERSE propõe a inscrição no RAC da figura do comercializador do armazenamento, que será o comercializador responsável pelo fornecimento da energia injetada nos sistemas de armazenamento que não provenha de UPAC.

O CT está de acordo com proposta da ERSE em autonomizar o contrato de fornecimento dos consumos do sistema de armazenamento do contrato de fornecimento de consumos da UPAC.



e) Pontos de carregamento bidirecionais de veículos elétricos e baterias de veículos elétricos

As regras propostas na presente consulta pública para o tratamento a dar ao armazenamento em ambiente de autoconsumo vêm concretizar a possibilidade de associação entre estes dois conceitos:

- o equipamento de armazenamento encontra-se dentro da instalação elétrica da UPAC coletiva;
- armazenamento encontra-se fisicamente dissociado da UPAC.

Devido ao seu carácter intercalar, a atual versão do RAC não contempla esta concretização, estabelecendo até, no n.º 6 do seu artigo 1.º, que se exclui do objeto desse regulamento o armazenamento ligado à RESP, diretamente ou através de rede interna, que integre uma instalação elétrica separada da UPAC ou de uma IU.

De facto, como referido pela própria ERSE no [Documento Justificativo](#) que acompanhou a 82.ª Consulta Pública, na justa medida em que então se tratava de propor regras regulamentares que permitissem a viabilização de um conjunto circunscrito de projetos de autoconsumo em 2020, a opção da ERSE foi a de considerar a dimensão do armazenamento de energia elétrica em projetos de autoconsumo coletivo apenas nos casos em que o equipamento de armazenamento se encontra dentro da instalação elétrica da UPAC coletiva (i.e., a montante do respetivo equipamento de medição).

Por sua vez, a revisão do RAC que é objeto da presente consulta pública, procurando uma regulamentação mais definitiva, vem concretizar as disposições previstas no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro relativas à associação ao autoconsumo de sistemas de armazenamento fisicamente dissociados de UPAC.

Nesta proposta de revisão, a ERSE enquadra de forma distinta o armazenamento possibilitado por um sistema convencional e o armazenamento permitido por veículos elétricos com capacidade para descarregar para a rede (do tipo *vehicle to grid*), através de pontos de carregamento bidirecionais.

Relativamente ao armazenamento suportado por pontos de carregamento de veículo elétrico, a abordagem proposta pela ERSE é que estas instalações sejam tratadas como:

- IU, no caso de o saldo quarto-horário apurado no seu ponto de ligação for positivo no sentido de consumo (recebendo, neste caso, a partilha de produção das UPAC associada aos seus coeficientes de partilha que lhes estejam atribuídos);
- UPAC, no caso de o saldo quarto-horário apurado no mesmo ponto for positivo no sentido da injeção na rede (devendo, neste caso, a injeção assim apurada ser somada à produção líquida registada nas restantes UPAC no mesmo período).

Em concreto, o CT questiona porque não pode ser aplicada ao armazenamento dissociado de UPAC, por opção dos autoconsumidores, uma regra idêntica à proposta para o tratamento do armazenamento proporcionado por postos bidirecionais para carregamento de veículos elétricos (que recebem a produção das UPAC como as restantes IU, em função dos coeficientes de partilha que lhes tiverem sido atribuídos).

O CT considera que, por esta via, está a ser dada aos postos de carregamento bidirecionais uma facilidade que não é concedida a uma IU que também registe injeção na rede. Complementarmente, o armazenamento na bateria do veículo elétrico é tratado como tendo origem renovável, sem haver certeza de que efetivamente o seja.

f) Rede da mobilidade elétrica

O regulamento em consulta pública abre a possibilidade para que, no âmbito de projetos-piloto, se possam estudar e experimentar cenários onde os veículos elétricos ligados a postos de carregamento, que pertencem à rede pública de mobilidade elétrica, utilizem energia produzida pelas UPAC para efeitos de dedução à energia de carregamento do veículo elétrico.



O CT salienta as oportunidades de aprendizagem proporcionadas pelos projetos-piloto para se ajuizar não só a viabilidade dos novos modelos de negócio, bem como os impactos desta legislação nas redes de distribuição.

Considera o CT que importa clarificar a aplicabilidade destes projetos tendo em consideração os dois regimes jurídicos que neles incidem, o do autoconsumo e o da mobilidade elétrica.

g) Medição, leitura e disponibilização de dados em pontos de medição obrigatória

No Documento Justificativo desta Consulta Pública a ERSE apresenta, para além dos pontos de medição obrigatória já constantes do Regulamento em vigor, os novos pontos de medição obrigatória que resultam das alterações que passam a constituir os artigos 7.º e 8.º do novo regulamento ora em apreciação.

Assim, a proposta de RAC alarga o estabelecimento de pontos de medição obrigatória, para além do autoconsumo coletivo, às situações de autoconsumo individual em que a ligação da UPAC se faz através de ligação autónoma, bem como ao ponto de ligação autónoma dos sistemas de armazenamento, aplicando-lhe tratamento similar ao das UPAC.

Propõe-se, por outro lado, que não se aplique medição obrigatória à ligação à IU dos sistemas de armazenamento em autoconsumo individual, nem às UPAC em autoconsumo individual, com potência inferior a 4kW, evitando custos adicionais para estes projetos de autoconsumo.

O RAC em análise estipula como pontos de medição obrigatória de energia elétrica, aplicáveis ao autoconsumo individual e coletivo e ao armazenamento, os seguintes:

- a) O ponto de ligação da IU do autoconsumidor coletivo à rede interna ou à RESP, para efeitos de medição do consumo da IU;
- b) O ponto de ligação da IU do autoconsumo individual, para efeitos de medição do excedente injetado na rede;
- c) O ponto de ligação à rede interna ou à RESP da UPAC com ligação autónoma, integrada em autoconsumo coletivo, para efeitos de medição da injeção na rede e do consumo medido na UPAC;
- d) O ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual, desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW, para efeitos de medição da injeção da UPAC na IU;
- e) O ponto de ligação à rede interna ou à RESP do sistema de armazenamento com ligação autónoma, para efeitos de medição da injeção e da extração no sistema de armazenamento.

São excluídos da medição obrigatória, nos termos do RAC:

- a) O ponto de ligação à IU da UPAC integrada em autoconsumo individual e com potência instalada inferior a 4 kW;
- b) O ponto de ligação à IU da instalação de armazenamento integrada em autoconsumo individual, independentemente da potência instalada ser inferior ou superior a 4kW.

O CT considera adequada a alteração regulamentar ora proposta.

h) Plano de instalação de equipamentos de medição inteligentes

A atual versão do RAC prevê, conforme se infere do n.º 2 do seu artigo 25.º, que os autoconsumidores BTN são responsáveis pelos encargos associados à aquisição do equipamento de medição da respetiva IU quando esta não se encontra abrangida pelo plano de instalação de EMI até 12 meses a contar da data do pedido de instalação.

De forma a permitir que os autoconsumidores conheçam de antemão se as suas IU estarão ou não cobertas pelo plano e, com precisão, quais os eventuais encargos a suportar, o n.º 3 do artigo 25.º prevê que os ORD



devem divulgar nas suas páginas na *internet*, e manter atualizados, os respetivos planos de instalação de EMI.

Ciente de que a disponibilização de informação relativa ao plano de instalação de EMI nas páginas de *internet* dos ORD pode levantar problemas de conciliação com as normas de proteção de dados pessoais em vigor, ainda para mais se esta informação tiver como granularidade o Código do Ponto de Entrega (CPE), a ERSE vem propor que, com carácter temporário (durante o ano de 2021), o ORD possa recorrer a mecanismos alternativos que garantam a prestação da informação aos consumidores, seja através dos comercializadores conforme expresso no RRC, com o envio mensal do plano de instalação, seja diretamente aos consumidores, por meio dos canais de comunicação existentes.

No entender do CT, a disposição proposta pela ERSE é adequada, no sentido em que concilia a necessidade de prestação de informação ao autoconsumidor, acautelando que não é comprometida a proteção de dados pessoais.

O CT recomenda que a ERSE mantenha uma disposição que obrigue os ORD a indicar, nas suas páginas de *internet*, que os consumidores poderão obter informação relativa à instalação de EMI nos seus CPE através dos canais de atendimento do ORD ou através dos respetivos comercializadores.

i) Preços regulados para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes na BTN

Esta proposta de alteração do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (Regulamento nº 266/2020, de 20 de março) incorpora o entendimento da ERSE, já manifestado aquando da sua proposta de tarifas e preços para 2021, sobre a aquisição dos equipamentos de medição inteligentes pelos autoconsumidores aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão (ORD BT).

Assim, no novo artigo 32.º da proposta de RAC, é estabelecida a consagração autónoma de um preço regulado para a aquisição do equipamento de medição inteligente, revogando o preço previsto na alínea d), do n.º 1 do artigo 33.º do RSRI.

Esta revisão alarga a utilização do preço regulado às situações em que o equipamento de medição respeite a pontos de ligação de unidades de armazenamento, tal como se de uma unidade de produção se tratasse.

O CT nada tem a opor a esta adaptação normativa do RAC, em linha com os termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

O CT reitera a importância do estabelecido no RAC, mormente no artigo 27.º, no que diz respeito à obrigação de divulgação pelos ORD BT dos requisitos de interoperabilidade e dos planos atualizados de instalação de equipamentos de medição inteligentes, com um horizonte mínimo de 12 meses, assegurando a proteção dos dados pessoais. Estas disposições são, no entender do CT, elementos cruciais para uma participação informada dos consumidores e uma transparência do processo, tendo em conta o desígnio de uma progressiva disseminação do autoconsumo.

j) Integração dos equipamentos de medição dos sistemas de armazenamento

O artigo 32.º do RAC atualmente em vigor estabelece, no seu n.º 1, que a exploração das UPAC integradas em autoconsumo individual ou coletivo fica condicionada à correta integração do respetivo equipamento de medição no sistema de telecontagem do operador da rede, nos casos em que, nos termos do artigo 24.º do mesmo documento, a instalação desse equipamento é obrigatória.

Na proposta de revisão objeto da presente consulta pública, esta disposição é remetida para o artigo 35.º e o seu âmbito de aplicação é alargado, no n.º 2, aos equipamentos de medição associados a sistemas de armazenamento.

O CT entende que a extensão do âmbito de aplicação do artigo 35.º aos equipamentos de medição de sistemas de armazenamento, proporcionada pela presente proposta de articulado, decorrendo naturalmente do alargamento do RAC a autoconsumo com armazenamento (já previsto pelo Decreto-Lei



n.º 162/2019, de 25 de outubro), contribui positivamente para a clarificação das condições de operacionalidade destas instalações.

O CT considera que, por uma questão de clarificação de responsabilidades, o artigo 35.º deve explicitar que a responsabilidade pela operacionalização (incluindo ativação e manutenção do serviço de comunicações) do equipamento de medição de produção das UPAC individuais não dissociadas de IU, cabe ao próprio autoconsumidor. O operador de rede assegurará a integração deste equipamento nos seus sistemas de telecontagem, observadas as condições e os requisitos mínimos de operação e de comunicações por si exigidos.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta pública, a ERSE confirma o anteriormente exposto.

Neste sentido, o CT recomenda que, na redação final, a disposição do artigo 35.º torne mais claro o entendimento de que cabe ao autoconsumidor individual a responsabilidade de assegurar a adequada operação dos equipamentos de medição de produção de UPAC associadas à IU.

k) Disponibilização de dados em regime de autoconsumo individual com utilização da RESP

A proposta de revisão do RAC objeto da presente consulta pública prevê, no n.º 3 do seu artigo 6.º, a possibilidade de um autoconsumo individual utilizar a RESP ou uma rede interna não pertencente à IU para veicular a energia de autoconsumo, estabelecendo ainda que nestas situações, salvo expressamente disposto em contrário, devem ser aplicadas as regras do autoconsumo coletivo, considerando que o próprio autoconsumidor, ou uma entidade por si designada, assume as funções de EGAC e que a energia produzida pela UPAC é integralmente imputada à única IU associada.

O CT considera imprescindível a clarificação proposta pela ERSE, de que deverão ser aplicadas ao tratamento de dados de autoconsumo individual através da RESP as regras que já se encontram definidas para o tratamento de dados do autoconsumo coletivo, uma vez que só assim se torna possível a alocação de produção da UPAC à IU.

O CT recomenda que a versão final do regulamento explicita as entidades que poderão dispor em oposição ao previsto no n.º 3 do artigo 6.º (aplicação das regras do autoconsumo coletivo ao autoconsumo individual através da RESP) e em que condições o poderão fazer.

l) Diagramas de carga de potência reativa em BTN

Os artigos 34.º e 35.º da atual versão do RAC definem, respetivamente para autoconsumo individual e coletivo, os dados que o operador de rede deve disponibilizar a autoconsumidores (incluindo EGAC), comercializadores e, existindo, agregadores de excedentes de produção.

Nestas disposições está incluída a disponibilização de diagramas de carga de energia reativa consumida nas IU, aos respetivos autoconsumidores e comercializadores.

Entretanto, na proposta de revisão objeto da presente consulta pública, as disposições relativas às exigências de disponibilização de dados por parte do operador de rede passam a constar dos artigos 37.º e 38.º.

Uma das revisões destas disposições diz respeito às disponibilizações de diagramas de carga de energia reativa a autoconsumidores e comercializadores, que não são aplicáveis a instalações BTN.

No entender do CT, a revisão proposta relativa à disponibilização de carga de energia reativa no caso das instalações BTN é positiva, uma vez que, de facto, esta informação não é utilizada para faturação nesse nível de tensão.

Sendo desnecessária a disponibilização desta informação, que ocupa canais de comunicação dos EMI que podem ser usados pelo ORD para recolha de outra informação muito mais relevante para a monitorização



e gestão da rede, o CT concorda com o argumento apresentado pela ERSE no documento justificativo que acompanha a presente proposta.

m) Tratamento de anomalias de medição e leitura

No quadro de elevada exigência de tratamento de dados que se avizinha, com a proliferação de centros de produção/consumo, o CT concorda com a necessidade de clarificar as regras aplicáveis à gestão das anomalias (vertido no artigo 40.º do RAC), identificando, muito em particular, as diferentes responsabilidades dos operadores de rede aplicáveis aos pontos de medição obrigatórios.

O CT aprecia a procura de interligação do tratamento de anomalias com o disposto no GMLDD por forma a dar uma consistência global à arquitetura regulamentar.

O CT recomenda que se reveja, tão breve quanto possível, o prazo máximo de 30 dias fixado para a correção das anomalias de medição e leitura, considerando que se pode admitir um prazo mais curto para todos os intervenientes, nomeadamente quando é possível a resolução por acesso remoto aos equipamentos.

2) ISENÇÃO DE CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, dispõe no seu artigo 18.º, n.º 4, que *"Os encargos correspondentes aos CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes determinadas nos termos dos números anteriores, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia a aprovar até 15 de setembro de cada ano."*

Em 2020, o Governo, através da publicação do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de acesso às redes.

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.

A ERSE, por sua vez, aprovou as tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da rede elétrica de serviço público (RESP). As deduções de CIEG correspondentes às modalidades de isenção previstas no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, foram consideradas, tanto para as tarifas de 2020, através da publicação da Diretiva n.º [15/2020](#), de 7 de outubro, que complementa a Diretiva n.º [5/2020](#), de 20 de março, como na proposta de tarifas para 2021, de 15 de outubro.

A ERSE refere que a versão publicada em março de 2020 do RAC não conflitua com o previsto no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, nem com eventuais despachos do Governo que, do mesmo modo, determinem modalidades de isenção de CIEG, pelo que na presente proposta não propõe, neste aspeto, alterações ao articulado.

O CT, no seu [parecer](#) à anterior versão do RAC, recomendou à ERSE que efetuasse a necessária análise dos custos e benefícios que as novas renováveis traziam para o sistema por forma a suportar futuras decisões políticas, procurando atingir os equilíbrios que garantissem a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional.

O CT regista assim, como positiva, a análise efetuada pela ERSE, em maio de 2020, aos impactes da aplicação dos regimes de isenção de CIEG a aplicar ao autoconsumo através da RESP, no âmbito de um parecer da ERSE sobre o projeto de despacho que previa a isenção de CIEG nas tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo.

No entanto, tendo em consideração que o teor do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, difere da proposta apreciada pela ERSE, em sede do parecer acima mencionado, o CT entende que a análise de impacto deste regime na redistribuição dos CIEG pelos clientes que são fornecidos através da RESP, deverá ser monitorizado pela ERSE, devendo a informação relevante ser autonomizada em sede do processo de fixação de tarifas de eletricidade.



3) INSTALAÇÕES DE AUTOCONSUMO INDIVIDUAL QUE UTILIZAM A RESP

O Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, que estabelece as condições de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de acesso às redes, define a modalidade de isenção de 50% de encargos de CIEG, que é aplicável a projetos de autoconsumo individual.

Na versão publicada em março de 2020 do RAC, a ERSE assumiu a figura do autoconsumo individual como aquela em a UPAC está localizada dentro da IU, e, portanto, não havendo utilização da RESP, não se aplicariam tarifas de acesso às redes ao autoconsumo.

Considerando que a legislação possibilita a existência de situações em que há um único autoconsumidor e em que é utilizada a RESP, o CT regista a clarificação que a ERSE apresenta como proceder nestes casos, nomeadamente que é o autoconsumidor, ou uma entidade terceira em quem este delegue essa responsabilidade, o responsável pelo pagamento das tarifas, dispensando, assim, a figura da EGAC, existente no autoconsumo coletivo.

Todavia, considera o CT que importa assegurar, neste particular, as mesmas disposições aplicadas à figura da EGAC, nomeadamente no caso de incumprimento dos contratos de uso de redes pelo autoconsumidor ou entidade terceira em quem tenha sido delegada a responsabilidade pelo pagamento das tarifas de acesso às redes.

4) DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA EFEITOS DE FATURAÇÃO DA IU

No que respeita à determinação da potência contratada para efeitos de faturação, o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, não indica especificamente qual o procedimento a adotar.

No entanto, o mesmo diploma estabelece claramente que devem ser utilizados os saldos entre produção e consumo em cada período de 15 minutos, para efeitos de determinação das energias de autoconsumo.

Nesta proposta de revisão do RAC, a ERSE refere no documento justificativo que se deve clarificar no RAC que a determinação da potência tomada para efeitos de faturação da potência contratada deve utilizar também o conceito do consumo em saldos de 15 minutos. No entanto, no articulado proposto, o artigo 44º não verte este entendimento.

O CT concorda com a abordagem proposta pela ERSE, uma vez que assegura a harmonia entre a grandeza potência tomada e a energia medida em períodos de 15 minutos, em saldo, o que simplifica a faturação e a informação prestada ao autoconsumidor, mas alerta que a mesma deve ser devidamente consagrada no RAC.

5) IMPOSSIBILIDADE DE PARAMETRIZAÇÃO DE LIMITES DISTINTOS DE POTÊNCIA PARA OS SENTIDOS DE CONSUMO E DE INJEÇÃO EM BTN

O novo paradigma de injeção de potência por parte dos autoconsumidores na rede de distribuição, implica que quando a produção for superior ao consumo, o fluxo de potência realizar-se-á no sentido contrário ao convencional.

A Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, no ponto c) do Anexo I, dispõe sobre a informação de medida e registo inerente às funcionalidades dos contadores inteligentes, designadamente:

“c) Medição da energia elétrica ativa nos dois sentidos e medição de energia elétrica reativa nos quatro quadrantes (consumo e emissão para a rede);”.

Porém, apesar dos contadores inteligentes permitirem a medição de energia elétrica ativa nos dois sentidos, apenas é possível definir um valor limite único (através da intensidade da corrente), inviabilizando, por isso, a parametrização de limites distintos de potência.



É neste contexto que a ERSE, através dos n.ºs 2 e 3 do artigo 45.º da proposta do RAC, estabelece que:

“2- O escalão de potência contratada a considerar para efeitos de aplicação das tarifas de Acesso às Redes em BTN relativas à injeção de energia no sistema de armazenamento por um comercializador corresponde ao escalão igual ou imediatamente superior ao maior valor de potência ativa do diagrama de carga da injeção no sistema de armazenamento fornecida pelo comercializador, durante o período de três meses anteriores incluindo o intervalo de tempo a que a fatura respeita.” e,

“3 - Sempre que o equipamento de medição instalado no ponto estabelecido na alínea b) ou na alínea d) do n.º 1 - do Artigo 26.º não permita a parametrização de limites de potência distintos para os sentidos de consumo e de injeção na rede, e até que tal parametrização seja possível, o escalão de potência contratada a considerar para efeitos de aplicação das tarifas de Acesso às Redes em BTN relativas ao consumo da UPAC, a regra definida no número anterior aplica-se ao diagrama de carga do consumo da UPAC.”

O CT, face à atual tecnologia dos sistemas de contagem, está de acordo com a proposta apresentada.

6) PERDAS DE ENERGIA NAS REDES

Por uma questão de simplificação e atenta a pouca experiência existente com projetos de autoconsumo com utilização da RESP, o RAC em vigor não considera as perdas respeitantes à energia partilhada que utilize a RESP.

Não obstante, na revisão do RAC objeto da presente consulta pública, vem a ERSE agora considerar também as situações em que a IU e a UPAC se encontram em níveis de tensão distintos.

Conforme referido no documento justificativo da consulta pública, a experiência com autoconsumos coletivos é ainda nula, não existindo instalações a operar neste regime. Por outro lado, as perdas dependerão significativamente do desenho do autoconsumo coletivo, da proximidade entre a UPAC e as IU e da própria rede a que estão ligadas.

Segundo a ERSE, numa primeira aproximação seria possível utilizar os valores médios vigentes para perdas (fatores de ajustamento para perdas anualmente publicados pela ERSE), caso em que as quantidades partilhadas em cada IU seriam afetadas pelas perdas das redes utilizadas.

Todavia, não existindo ainda informação suficiente sobre o tema, o CT concorda com a proposta da ERSE de que é preferível manter a simplificação vigente e solicitar aos operadores de redes que apresentem à ERSE estudos que fundamentem uma decisão mais robusta.

7) SUSPENSÃO DE UM PARTICIPANTE NUM AUTOCONSUMO COLETIVO

Relativamente à suspensão de um participante num autoconsumo coletivo que esteja em incumprimento das regras internas desse autoconsumo, o CT concorda com a interpretação da ERSE, de que é possível enquadrar tais situações no âmbito do Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que aprova o RAC.

Este normativo dispõe no artigo 7.º sobre os coeficientes para repartição da produção de energia elétrica, ao referir no ponto 1, que *“A EGAC deve comunicar ao ORD, através do Portal do Autoconsumo e das CER, os coeficientes aplicáveis à repartição da produção da UPAC por cada IU integrada no autoconsumo coletivo.”* Adicionalmente, no ponto 3 do mesmo artigo indica-se que *“A EGAC deve comunicar qualquer alteração dos coeficientes referidos no n.º 1, pelos mesmos meios, designadamente perante novas adesões ou saídas de IU do autoconsumo coletivo.”*

Perante este enquadramento, o CT concorda com a afirmação da ERSE de que a regulamentação em vigor *“permite concretizar o equivalente a uma suspensão de um participante num autoconsumo coletivo, desde que ao abrigo do respetivo regulamento interno”*.



8) PARTILHA DE ENERGIA DE AUTOCONSUMO

Os coeficientes de partilha de energia definem a forma de repartição da produção renovável num autoconsumo coletivo pelos vários autoconsumidores associados.

Os coeficientes são definidos pela EGAC (e comunicados ao ORD através do Portal do Autoconsumo e CER) e devem ser fixos por um período mínimo de 12 meses, salvo no caso de novas adesões ou saídas de autoconsumidores.

Na ausência de definição dos coeficientes pela EGAC, o ORD deve repartir a energia produzida em proporção do consumo de cada IU, em cada período de 15 minutos. A proposta de RAC definiu um regime transitório, a vigorar por um prazo máximo de 6 meses.

Em alternativa, a fixação dos coeficientes de partilha pode recorrer à sua discriminação temporal, não obstante permanecer fixa durante 12 meses.

O CT recomenda que a ERSE clarifique em que consiste a discriminação temporal e que no âmbito dos projetos piloto, previstos nesta proposta de Regulamento, seja analisado o custo/benefício da aplicação da mesma.

9) PROJETOS PILOTO

A presente proposta de RAC prevê a possibilidade de existirem projetos-piloto com o objetivo de testar variações ao modelo regulamentar atual, perspetivando a introdução de inovações de forma gradual e minimizando impactes de adaptação nos sistemas dos operadores das redes e dos restantes agentes do setor sem colocar em causa o quadro legal definido pelo regime do autoconsumo.

A existência de projetos-piloto já foi adotada em outros regimes, como seja o da mobilidade elétrica, e verificou-se positiva para o desenvolvimento de temas com maior detalhe contribuindo no final para melhorias do respetivo regulamento e do próprio enquadramento legal.

Para o efeito foi adicionado o artigo 52.º sob a epígrafe "Projetos-piloto", para o qual o CT propõe a seguinte reformulação, sem prejuízo de outros melhoramentos que a ERSE considere conveniente introduzir na redação final:

Artigo 52.º Projetos-piloto

- 1 - Os projetos-piloto visam testar a viabilidade técnica e económica e a aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo propostas de desenvolvimento legal e regulamentar tendo para o efeito uma duração pré-definida.
- 2 - No âmbito dos projetos-piloto, incluem-se projetos de investigação ou de demonstração que se destinem a promover a inovação no setor do autoconsumo ou CER.
- 3 - Qualquer entidade pode submeter à aprovação da ERSE a realização de projetos-piloto, devendo apresentar para o efeito uma proposta justificada e detalhada, incluindo uma proposta de regulamentação.
- 4 - Os projetos-piloto são aprovados pela ERSE, após consulta ao operador da rede na qual se desenvolva o projeto.
- 5 - Os projetos-piloto são monitorizados pela ERSE e serão objeto de relatório final, a apresentar pelos promotores, no qual constarão as principais conclusões.
- 6 - Os projetos-piloto e os respetivos relatórios finais referidos nos números anteriores deverão ser publicitados pela ERSE e pelos seus promotores.
- 7 – Salvo determinação em contrário pela ERSE, as normas previstas no presente regulamento não se aplicam aos projetos-piloto, de curta duração.



10) COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que transpõe em parte a Diretiva 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável.

Aquele diploma permite, entre outros, que os autoconsumidores e demais participantes dos projetos de energia renovável constituam entidades jurídicas, as comunidades de energia renovável (CER), que são uma forma de organização de produtores, consumidores e outros agentes – e não uma atividade em si mesma – com vista ao desenvolvimento de projetos de energia elétrica de origem renovável.

Nota para o facto do regime jurídico estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 162/2109, de 25 de outubro, produzir efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020 para os projetos de autoconsumo individual e autoconsumo coletivo ou CER que, cumulativamente, disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão, e a partir de 1 de janeiro de 2021 para os demais projetos de autoconsumo.

No caso específico das CER, as mesmas podem desempenhar várias atividades, desde a produção de energia renovável, ao consumo, armazenamento, venda e partilha de energia renovável, mas também desenvolver projetos de autoconsumo coletivo.

No seu parecer sobre a 82.ª Consulta Pública – Regulamentação do Autoconsumo, o CT expressou o seu entendimento de que as CER poderiam vir a constituir-se como fatores relevantes para o sucesso do regime do autoconsumo.

O seu tratamento não foi, porém, desenvolvido no Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, que aprovou o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), pelo facto da ERSE ter considerado que era matéria que carecia de maior detalhe na regulamentação e de maior experiência resultante da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo, considerando com o qual o CT concordou.

Neste momento, e no quadro da reformulação do RAC em discussão, as regras da proposta de regulamento são aplicáveis às instalações de consumo, de produção e de armazenamento de energia elétrica que estejam associadas a uma CER, conforme decorre do estatuído na alínea c) do n.º 2 do artigo 2º e do n.º 1 do artigo 5.º.

Em alinhamento com o que o CT considerou no seu parecer sobre a 82.ª Consulta Pública – Regulamentação do Autoconsumo, tal como acima referido, também a ERSE reconhece o potencial das CER, nomeadamente no âmbito da comercialização e da partilha de energia renovável.

Embora sendo uma atividade em regime liberalizado e de preço livre, é entendimento da ERSE que a comercialização não deixa de estar sujeita a regras e obrigações regulamentares, mesmo para o caso das CER, o que o CT regista de forma positiva.

Assim, e no papel de comercializador de energia renovável, as CER terão de respeitar os requisitos gerais da atividade de comercialização, podendo estabelecer – no sentido de lidar com a complexidade do relacionamento com o mercado – acordos comerciais com uma terceira parte para que esta assuma, em seu nome, as responsabilidades pelo acesso aos mercados grossistas, pelo balanço ou, no limite, por todas as obrigações regulamentares da comercialização. Mantêm, no entanto, a capacidade de fixar livremente as regras de imputação interna da produção renovável, os preços de venda, a valorização de serviços de flexibilidade ou as condições comerciais em geral.

Nota final para a referência da ERSE de que pode fazer sentido – e continua a ser ponderado – prever adaptações, de âmbito restrito, a algumas das regras aplicáveis à comercialização, quando se aplicam a comercializadores de pequena dimensão, e à medida que o mercado evolua para uma estrutura mais fragmentada de agentes.



Embora o CT compreenda o alcance desta referência, e não estando em desacordo, salienta que tal deve ser sempre enquadrado numa necessária e desejável estabilidade de regulamentação das atividades.

11) OUTRAS PROPOSTAS

a) Autoconsumo individual através da RESP

A atual versão do RAC define, na alínea a) do n.º 2 do seu artigo 6.º, o autoconsumo individual como aquele que corresponde à produção de energia elétrica de fonte renovável, internamente à instalação de utilização, para consumo nessa mesma instalação, tendo a unidade de produção e a instalação de utilização o mesmo titular.

À luz desta disposição não se enquadra, portanto, a possibilidade de existir um autoconsumo individual com uma UPAC dissociada da IU. As regras previstas no artigo 24.º e no artigo 34.º do mesmo documento, relativas, respetivamente, aos pontos de medição obrigatória e à disponibilização de dados de IU e UPAC integradas em autoconsumo individual, confirmam este entendimento, ao preverem que a medição deve ser obrigatória na ligação à rede interna ou RESP de uma UPAC em autoconsumo coletivo e também que, nas instalações de autoconsumo individual, o apuramento dos saldos quarto-horários entre consumo e produção é efetuado apenas ao nível do equipamento de medição de IU, pressupondo claramente que a UPAC se encontra integrada na própria IU.

Entretanto, o Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, que veio estabelecer as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, cobre a possibilidade de existir autoconsumo individual através da RESP, definindo condições de isenção especificamente aplicáveis a este tipo de instalações.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta pública, a ERSE refere que é interpretável que a legislação possibilita a existência de autoconsumo individual que recorra à RESP, até porque não as exclui, o que torna consistente a isenção de CIEG prevista para estes casos no Despacho, n.º 6453/2020, a qual, de outro modo, se aplicaria sobre um universo inexistente.

Neste sentido, de forma a oferecer um enquadramento compaginável com os diferentes tipos de autoconsumo abrangidos pelo Despacho n.º 6453/2020, a ERSE, na proposta de articulado que é objeto da presente consulta pública, vem alargar o autoconsumo individual a situações em que este recorra à RESP ou a uma rede interna não pertencente à IU para veicular a energia de autoconsumo, propondo que, nestes casos, se apliquem as regras definidas para o autoconsumo coletivo, nos termos definidos no n.º 3 do artigo 6.º.

Sobre este ponto, a proposta de articulado estabelece, ainda no n.º 3 do artigo 6.º, que, nestas instalações de autoconsumo individual em que a UPAC não se encontre integrada na IU, o próprio autoconsumidor, ou uma entidade por si designada, assume as funções de EGAC e que a energia produzida pela UPAC é integralmente imputada à única IU associada.

Daqui infere-se que a aplicação a instalações de autoconsumo individual através da RESP ou de rede interna não pertencente à IU, das regras já definidas para o autoconsumo coletivo se traduz na obrigatoriedade de celebração de contrato de uso de redes com o ORD, quando exista recurso à RESP, e no facto de se tornar necessário cruzar os dados dos equipamentos de medição da IU e da UPAC. Em todo o caso, o CT considera importante que este entendimento apareça claramente expresso no articulado.

Adicionalmente, o n.º 2 do artigo 6.º da atual versão do RAC e da proposta de articulado objeto da presente consulta pública inclui, como um dos aspetos de diferenciação entre as modalidades de autoconsumo individual e coletivo, o facto de, no primeiro, a UPAC se destinar ao autoconsumo da IU associada e de tanto esta como a UPAC terem o mesmo titular, em contraposição com a definição reservada para o autoconsumo coletivo, que prevê a associação de mais do que uma IU à UPAC.



O CT entende que o articulado deve tornar mais claro qual o enquadramento a considerar, por exemplo, para uma instalação que, tendo sido inicialmente constituída como de autoconsumo coletivo, evolua, com a entrada e saída de membros ao longo do tempo, para um cenário em que subsista apenas uma IU, com um titular que não o da UPAC e do sistema de armazenamento.

No sentido de tornar mais ágil e estável a relação comercial entre agentes, o CT recomenda que a redação da alínea b) do n.º 2 do artigo 6.º do articulado preveja a possibilidade de um autoconsumo inicialmente constituído como coletivo (mais do que uma IU associada), poder permanecer com esta categoria durante um período transitório, caso venha a ficar apenas com uma IU associada. Findo esse período transitório, para efeito da aplicação da isenção de CIEG, o autoconsumo deverá passar a ser considerado individual.

Por fim, o CT dá nota de que a atual versão da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro de 2020, que veio estabelecer o regime de gestão de riscos e garantias do SEN, prevê, no n.º 3 do seu artigo 4.º, que estão isentos de prestação de garantias os autoconsumidores individuais e coletivos com utilização das redes e as CER.

O CT considera que na previsível revisão da Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro de 2020, para incluir o Setor Nacional de Gás, possa ser reavaliada esta isenção em resultado da monitorização do cumprimento das obrigações destas entidades.

b) Contrato de uso das redes para o autoconsumo através da RESP

A atual versão do RAC prevê, no seu artigo 15.º, que, quando existe autoconsumo através da RESP, a EGAC estabelece um contrato de uso de redes com o ORD (n.º 1) e é responsável pelo pagamento a este último das tarifas de acesso às redes relativas a tal autoconsumo (n.º 2).

Entretanto, a proposta de articulado que é objeto da presente consulta pública alarga a possibilidade de existência de autoconsumo individual com UPAC dissociada da IU, estendendo a estas situações as regras que o atual RAC já prevê para autoconsumo coletivo.

Em concreto, o n.º 3 do artigo 6.º da proposta de articulado estabelece que, quando um autoconsumidor individual utilize a RESP ou uma rede interna não pertencente à IU para veicular a energia de autoconsumo, se aplicam, salvo expressamente disposto em contrário, as regras do autoconsumo coletivo definidas no presente regulamento:

- O próprio autoconsumidor, ou uma entidade por si designada, assume as funções de EGAC, e a energia produzida pela UPAC é integralmente imputada à única IU associada;
- A obrigatoriedade de celebração de contrato com o ORD quando exista autoconsumo pela RESP, para pagamento das respetivas tarifas de acesso às redes.

O CT destaca que, no caso do autoconsumo coletivo, a condição de acesso à RESP varia consoante as IU associadas, podendo acontecer que uma instalação de autoconsumo coletivo inicialmente criada sem autoconsumo pela RESP venha, posteriormente, a incluir uma IU que despolete a alteração desta condição (ou vice-versa).

Nestes casos, as alterações da condição de acesso à RESP poderão levar a sucessivas rescisões e celebrações de contratos de acessos às redes entre o ORD e as EGAC, que se poderão traduzir numa excessiva e indesejável carga burocrática para as várias partes envolvidas.

No sentido de tornar a gestão destes casos mais flexível, o CT propõe que, após identificada a primeira situação de autoconsumo através da RESP, o contrato de acessos à rede a celebrar com o ORD se mantenha válido enquanto a instalação de autoconsumo estiver associada ao mesmo titular, representante ou EGAC, prevendo a possibilidade de suspensão de faturação de acessos por parte do ORD para o caso de deixar de existir autoconsumo pela RESP.



Assim, o CT recomenda que, nas condições gerais destes contratos (a propor pelos ORD à ERSE, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do regulamento, de acordo com o n.º 1 do artigo 47.º da proposta de articulado), seja prevista a possibilidade de suspensão da faturação de acessos quando deixa de haver autoconsumo pela RESP, de forma a que o contrato de acesso às redes, uma vez celebrado, se mantenha válido enquanto se mantiver a representação da instalação de autoconsumo.

Adicionalmente o CT recomenda que as condições gerais incluam ainda um período máximo para que o contrato de uso de redes se mantenha ativo desde a última faturação de uso de redes por autoconsumo pela RESP, findo o qual se considere a sua caducidade.

c) Cooperação entre os operadores das redes

A proposta de articulado objeto da presente consulta pública estabelece, no n.º 1 do seu artigo 50.º, o dever de o ORT e o ORD MT e AT cooperarem ao nível da partilha de dados de consumo, de produção e de armazenamento, incluindo os excedentes, e na disponibilização de dados agregados de produção por carteira de agregador.

Por seu lado, o n.º 2 do mesmo artigo estabelece que, nos casos de autoconsumo em que as UPAC, os sistemas de armazenamento e as IU estejam ligadas às redes de operadores diferentes, estes operadores devem cooperar para efeitos do tratamento e disponibilização dos dados de consumo e de produção e dos balanços de energia no sector elétrico.

Ainda no mesmo artigo, o n.º 3 estabelece que o ORD em MT e AT deve disponibilizar ao ORT dados de consumo, de produção e de armazenamento, bem como outra informação considerada relevante no contexto do planeamento e operação do sistema elétrico e da segurança de abastecimento.

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que a nova realidade da produção para autoconsumo pode ter como consequência uma menor observabilidade dos consumos de energia elétrica nas redes, uma vez que os consumos nas IU são deduzidos da produção nas UPAC, previamente à disponibilização de dados ao mercado, nomeadamente as carteiras de produção e de consumo.

Segundo o mesmo documento justificativo, o dever de cooperação fundamenta-se pela necessidade de conhecer e ponderar a existência de recursos flexíveis na rede e os autoconsumos, para efeitos de planeamento das redes e gestão do sistema elétrico, devendo os operadores das redes e o gestor do sistema ter acesso a dados de caracterização deste tipo de realidades.

O CT entende a importância da partilha, entre os vários operadores (ORT, ORD AT e MT e ORD BT), de informação de produção e de consumos, e de dados relacionados com a utilização e exploração das redes, como princípio que contribui, globalmente, para uma maior eficiência do SEN.

Em todo o caso, o CT entende deve tornar-se mais claro qual a informação que deveria ser partilhada entre o ORT, o ORD AT e MT e os ORD BT, tendo em consideração os propósitos específicos das diferentes partilhas e a informação que atualmente já é trocada entre estes operadores, ao abrigo da legislação e regulamentação que suportam as suas atividades técnicas e comerciais, e assegurando o cumprimento das aplicáveis disposições legais associadas à proteção de dados pessoais e de informação comercialmente sensível.

Neste sentido, o CT propõe que o articulado remeta o detalhe da informação para os regulamentos onde já se encontra devidamente consagrada a partilha da informação, dando a nota da necessidade de adaptação destes regulamentos por forma a incluir o autoconsumo nas respetivas disposições.

O CT considera ainda que o articulado deve definir de que forma os operadores se deverão articular entre si, a fim de assegurarem a partilha e o devido tratamento da informação necessária para a sua atividade, estabelecendo, por exemplo, a periodicidade, os prazos e o formato em que esta informação deve ser trocada.



d) Prazo máximo para aplicação da regra dos coeficientes proporcionais

A proposta de RAC determina que, na falta de coeficientes de repartição válidos, o ORD procede à repartição da produção do autoconsumo coletivo, por cada IU, em proporção do consumo medido em cada IU, em cada período de 15 minutos.

Reconhecendo que a aplicação desta regra obriga à adaptação dos sistemas do ORD, a ERSE estabelece um prazo de 6 meses para a concretização desta alteração. O CT considera aceitável este prazo, não pretendendo, contudo, que a adaptação dos sistemas do ORD ao autoconsumo se traduzam em custos desproporcionados para a globalidade dos consumidores.

No período transitório de 6 meses a repartição da produção total faz-se do seguinte modo:

- a) IU em BTN – na proporção do consumo médio anual por escalão de potência contratada, nos termos do GMLDD;
- b) Restantes IU - na proporção do consumo médio anual, nos termos do GMLDD.

O CT concorda com a proposta.

e) Participação dos autoconsumidores na prestação de serviços de flexibilidade

A gestão de serviços de sistemas encontra-se definida no artigo 32.º do Regulamento de Operação das Redes ([ROR](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro.

O ROR identifica os serviços de sistema, classificando-os como de fornecimento obrigatório pelos produtores – regulação de tensão, regulação primária de frequência e manutenção da estabilidade – e passíveis de remuneração – compensação síncrona e compensação estática, banda de regulação secundária, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque.

Define também o ROR que nos serviços passíveis de remuneração devem poder participar a produção e o consumo.

No Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema encontra-se definido, no Procedimento nº 13, o serviço de reserva de regulação

No documento justificativo que acompanha a proposta de RAC, a ERSE menciona o projeto-piloto da participação do consumo no mercado de regulação – ver a Diretiva n.º [9/2019](#), de 10 de abril, que aprovou as Condições Gerais do Contrato de Adesão ao mercado de Serviços de Sistema no âmbito do projeto-piloto e a Diretiva n.º [6/2020](#), de 20 de abril, que aprovou a aplicação, a partir de 2 de abril de 2020, das regras definidas na Diretiva n.º [4/2019](#), de 15 de janeiro.

Em resumo, a participação dos autoconsumidores na prestação de serviços de flexibilidade definida na proposta de RAC em consulta pública respeita o disposto no ROR e observa os resultados do projeto-piloto mencionado.

O CT concorda com a proposta da ERSE de que as IU integradas num autoconsumo participem na prestação de serviços de flexibilidade na parte do consumo obtida a partir do fornecimento contratualizado com um comercializador.

12) OUTROS ASPETOS REGULAMENTARES COM REFLEXO NO AUTOCONSUMO

a) Incentivo à redução de perdas nas redes

No documento de [Síntese de Comentários](#) à 82.ª Consulta Pública (que antecedeu a publicação do Regulamento n.º 266/2020), a ERSE reconhecia a necessidade de se definir a forma de imputação de perdas nas redes associadas ao autoconsumo através da RESP, dando nota de que a solução a adotar teria relação com o conceito de vizinhança utilizado no licenciamento.



Ainda no mesmo documento, a ERSE referia também que os excedentes de produção das UPAC não comercializados seriam, numa primeira fase, incorporados nas perdas das redes (reduzindo-as) e que importaria rever o mecanismo de incentivo de redução de perdas, de forma a clarificar o impacto de tais alterações.

Com efeito, a versão do RAC atualmente em vigor, publicada na sequência da referida consulta pública, prevê que a produção de UPAC que seja apurada como excedentária e sobre a qual não seja realizada venda deve ser considerada para efeitos de redução de perdas nas redes.

Entretanto, na 93.ª Consulta Pública, objeto da presente discussão, a ERSE volta a referir-se ao tema do impacto do autoconsumo nas perdas nas redes, referindo, no respetivo documento justificativo, que o mecanismo de incentivo deve ser revisto para incluir o tratamento específico da energia excedente cedida ao ORD e que os seus parâmetros (perdas médias padrão) devem traduzir o impacto do autoconsumo, dando ainda nota de que a revisão regulamentar para a preparação do novo período de regulação, a ocorrer durante 2021, será o momento adequado para esta revisão.

A proposta de articulado propriamente dita mantém o sentido da atual versão do RAC, de considerar a produção apurada como excedentária não transacionada para efeitos de redução de perdas nas redes, e prevê, no seu artigo 53.º, que os operadores de redes devem entregar à ERSE, no prazo máximo de 18 meses após a entrada em vigor do regulamento, as situações mais frequentes de autoconsumo coletivo, um estudo com quantificação das perdas verificadas nas instalações assim identificadas e uma proposta de fatores de ajustamento para perdas a considerar no autoconsumo coletivo através da RESP.

O CT entende a importância destes estudos, como contributo essencial para um acompanhamento mais próximo das instalações de autoconsumo que se forem ligando às redes e para uma aferição mais rigorosa do seu impacto para as perdas, considerando adequado o prazo definido na proposta para que o ORD os desenvolva e apresente à ERSE.

b) Tratamento dos desvios de participação no mercado

A responsabilidade pelos desvios provocados no sistema elétrico, e resolvidos pelo gestor do sistema, é essencial para assegurar o princípio do utilizador-pagador. No entanto, vários modelos de cálculo dos desvios imputáveis aos agentes de mercado são possíveis como mencionado no documento justificativo.

A progressiva integração dos mercados de regulação na UE, suportada nos códigos de rede aprovados ao abrigo do 3.º Pacote de diretivas do mercado interno (nomeadamente as *Electricity Balancing Guidelines* 44), implica a harmonização de conceitos e normalização de produtos com impacte no cálculo de desvios dos agentes de mercado.

A adoção do período de 15 minutos como unidade temporal de liquidação de desvios é um destes aspetos. O cálculo do desvio em posições agregadas de consumo e produção é outra das alterações face ao modelo em vigor em Portugal.

Na sequência das conclusões da execução do Projeto-Piloto, a Diretiva n.º 4/2019 prevê a introdução na regulamentação vigente de alterações regulamentares identificadas naquele Projeto-Piloto, designadamente uma futura revisão da regulamentação e adaptação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), de acordo com o Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, para além da já efetuada alteração do procedimento n.º 12 e da introdução do novo procedimento n.º 13-A.

Estas regras impactam, por exemplo, nos desvios a suportar pelos comercializadores com autoconsumidores na sua carteira ou com agregação de excedentes de autoconsumo.

c) Gestão da mudança de agregador de produção

A versão do RAC atualmente em vigor prevê, no n.º 2 do seu artigo 8.º, que os autoconsumidores possam transacionar o seu excedente através de um participante no mercado, do facilitador de mercado, ou ainda diretamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral.



Entretanto, o documento justificativo que acompanha a presente consulta pública refere que, com o crescimento da produção distribuída e de pequena escala e dos clientes ativos, o conceito de agregação que atualmente já existe no consumo passará a aplicar-se, também, a estes prestadores de serviços ou utilizadores das redes.

Adicionalmente, neste documento a ERSE refere ainda que, uma vez que o mais comum é que estes agentes sejam representados por intermediários (agregadores), que assumem a responsabilidade pela venda da produção no mercado grossista e pelos respetivos desvios, ou ainda pela representação dos consumidores ativos nos mercados de regulação ou na prestação de outros serviços à rede, passa a ser natural a alteração contratual do agregador representante de uma dada unidade de produção ou consumidor ativo.

Ainda de acordo com o mesmo documento, será necessário aos operadores de redes e ao gestor de sistema desenvolver sistemas de informação para gerir a todo o tempo esta correspondência entre as unidades físicas de produção ou consumo e os agregadores, que se estabelece por via contratual entre o agregador e o produtor ou o consumidor.

Como a ERSE dá nota, uma dada unidade de consumo ou de produção poderá integrar diferentes carteiras de agregação, consoante o serviço ou a responsabilidade em causa, como o fornecimento de energia, a venda de energia, a oferta em mercados de regulação ou a responsabilidade pelo balanço.

O CT revê-se na preocupação demonstrada pela ERSE, relativamente ao expectável aumento de volume de alterações contratuais com agentes representantes para efeitos de venda de excedente, decorrente da evolução regulamentar do autoconsumo.

Neste sentido, o CT considera que deve ser assegurada a devida adaptação dos processos e sistemas de informação dos operadores de rede, assim como da regulamentação existente para registo das unidades físicas de produção, nomeadamente os procedimentos definidos no MPGGS, que deverão ser ajustados de forma a acomodarem um enquadramento adequado para o autoconsumo.

Ainda sobre este ponto, o CT dá nota de que, atualmente, estes processos de gestão da mudança do agregador de produção são realizados pelo ORT, em articulação com o ORD, dando cumprimento ao definido na regulamentação do autoconsumo, sendo necessário acautelar que estes operadores se articulam devidamente entre si no desenvolvimento dos respetivos processos e sistemas de informação.

d) Acesso em tempo real aos dados de produção e consumo

O documento justificativo que acompanha a presente consulta pública refere a existência de alguns modelos de negócio que, querendo afirmar-se no domínio do autoconsumo, pretendem aceder aos dados de cada instalação com maior frequência, permitindo assim uma gestão em tempo real das ferramentas de flexibilidade.

Como referido pela ERSE no mesmo documento, o acesso aos dados em tempo real processa-se através da porta de comunicação local existente nos Equipamentos de Medição Inteligente (EMI), conforme previsto na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, que define as funcionalidades mínimas destes equipamentos, serviço este que, entretanto, veio a ser definido em maior detalhe pelo Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

A ERSE dá ainda nota de que estas regras se aplicam também ao caso específico do autoconsumo, na medida em que os EMI a instalar neste âmbito também têm que cumprir os requisitos da Portaria n.º 231/2013, e que o acesso aos dados em tempo real através da porta local deste equipamento é um direito do autoconsumidor, independentemente de o seu ponto de entrega estar ou não integrado em redes inteligentes.

O CT concorda com este entendimento da ERSE, uma vez que, de facto, a legislação já prevê que os EMI sejam equipados com uma porta local que permite acesso a tempo real a dados de consumo,



recomendando, ainda assim, que a redação final do regulamento indique que os operadores de redes têm o dever de dar mais destaque, nas comunicações sobre as funcionalidades dos EMI que já se encontram previstas, ao facto de o equipamento possuir uma porta local para acesso a dados de consumo em tempo real e às condições de acesso a este serviço.

13) REFORMULAÇÃO DO ARTICULADO DO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Após análise da proposta de articulado objeto da presente consulta pública, o CT identificou algumas situações suscetíveis de melhoria na redação, tendo como objetivo a clareza, a facilidade de compreensão e a interpretação do regime jurídico do autoconsumo de energia elétrica.

Assim, ao longo do presente parecer o CT efetuou propostas de alteração/redação dos seguintes artigos do articulado:

- a) Artigo 6.º, n.º 2, alínea b) - no sentido de tornar mais ágil e estável a relação comercial entre agentes, o CT recomenda que a redação desta alínea preveja a possibilidade de um autoconsumo coletivo, inicialmente constituído como tal (com mais do que uma IU associada), poder permanecer com esta categoria se vier a ficar apenas com uma IU associada. O CT entende que, seguindo esta abordagem, a redação poderia ainda prever um período máximo para que a instalação pudesse permanecer como coletiva apenas com uma IU, findo o qual passaria a ser considerada como autoconsumo individual, para efeitos da aplicação da isenção de CIEG.
- b) Artigo 6.º, n.º 3 - A versão final do regulamento deve explicitar as entidades que poderão dispor, em oposição ao previsto no n.º 3 do artigo 6.º (aplicação das regras do autoconsumo coletivo ao autoconsumo individual através da RESP), e em que condições o poderão fazer.
- c) Artigo 35.º - o CT considera que, por uma questão de clarificação de responsabilidades, este artigo deve explicitar que a responsabilidade pela operacionalização (incluindo ativação e manutenção do serviço de comunicações) do equipamento de medição de produção das UPAC individuais não dissociadas de IU cabe ao próprio autoconsumidor. O operador de rede assegurará a integração deste equipamento nos seus sistemas de telecontagem, observadas as condições e os requisitos mínimos de operação e de comunicações por si exigidos.
- d) Artigo 40.º, n.º 6 - o CT recomenda que se reveja, tão breve quanto possível, o prazo máximo de 30 dias fixado nesta disposição para a correção das anomalias de medição e leitura, considerando que se pode admitir um prazo mais curto para todos os intervenientes, nomeadamente quando é possível a resolução por acesso remoto aos equipamentos.
- e) Artigo 50.º - entendendo o CT que deve tornar-se mais claro qual a informação que deveria ser partilhada entre o ORT, o ORD AT e MT e os ORD BT, propõe que o articulado remeta o detalhe da informação a partilhar para os regulamentos onde a partilha de informação entre operadores já se encontra devidamente consagrada, dando a nota de que as disposições a definir relativas à partilha de informação no âmbito do autoconsumo deverão adicionar-se às disposições já previstas nesses regulamentos.
- f) Ainda no âmbito do artigo 50.º o CT considera que o articulado deve definir de que forma os operadores se deverão articular entre si, a fim de assegurarem a partilha e o devido tratamento da informação necessária para a sua atividade, estabelecendo, por exemplo, a periodicidade, os prazos e o formato em que esta informação deve ser trocada.
- g) Artigo 52.º - Projetos-piloto – O CT propõe a seguinte redação para esta disposição:

1 - Os projetos-piloto visam testar a viabilidade técnica e económica e a aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo propostas de desenvolvimento legal e regulamentar tendo para o efeito uma duração pré-definida.



2 - No âmbito dos projetos-piloto, incluem-se projetos de investigação ou de demonstração que se destinem a promover a inovação no setor do autoconsumo ou CER.

3 - Qualquer entidade pode submeter à aprovação da ERSE a realização de projetos-piloto, devendo apresentar para o efeito uma proposta justificada e detalhada, incluindo uma proposta de regulamentação.

4 - Os projetos-piloto são aprovados pela ERSE, após consulta ao operador da rede na qual se desenvolva o projeto.

5 - Os projetos-piloto são monitorizados pela ERSE e serão objeto de relatório final, a apresentar pelos promotores, no qual constarão as principais conclusões.

6 - Os projetos-piloto e os respetivos relatórios finais referidos nos números anteriores deverão ser publicitados pela ERSE e pelos seus promotores.

7 - Salvo determinação em contrário pela ERSE, as normas previstas no presente regulamento não se aplicam aos projetos-piloto, de curta duração.

Por outro lado, o CT detetou algumas situações para as quais propõe simples ajustes a nível redatorial e que em nada afetam o conteúdo e o sentido das normas e que a seguir se elencam:

1. No artigo 1.º propõe-se que onde se lê "...estabelece disposições aplicáveis" passe a ler-se "estabelece as disposições aplicáveis..."
2. No artigo 5.º, n.º 2, sugere-se que onde se lê "...podendo ser a própria CER a exercer essa função..." passe a constar "...podendo ser a própria CER a desempenhar essa função..."
3. No artigo 8.º, n.º 2, propõe-se que onde se lê "como estabelecidos no artigo 52.º do presente Regulamento e no Regulamento da Mobilidade Elétrica" passe a ler-se "... como previsto no artigo 52.º do presente Regulamento e no Regulamento da Mobilidade Elétrica".
4. Para o artigo 9.º, n.º 6, sugere-se a seguinte redação: "A EGAC deve comunicar qualquer alteração dos coeficientes de partilha, decorrente de novas adesões ou saídas de IU do autoconsumo coletivo, pelos mesmos meios referidos no n.º 1."
5. No artigo 11.º, n.º 5, sugere-se que a redação passe a ser a seguinte: A EGAC assegura a existência de contratos de fornecimento com comercializadores ..."
6. Para o n.º 2 do artigo 27.º sugere-se a seguinte redação: "No caso das instalações em BTN, o disposto no número anterior apenas se aplica quando se encontra planeada pelos ORD BT..."
7. A redação do artigo 45.º, n.º 3, apresenta-se confusa e ininteligível na sua parte final onde refere que "...o escalão de potência contratada a considerar para efeitos de aplicação das tarifas de Acesso às Redes em BTN relativas ao consumo da UPAC, a regra definida no número anterior aplica-se ao diagrama de carga do consumo da UPAC."

Assim, sugere-se a seguinte redação "Sempre que o equipamento de medição instalado no ponto estabelecido na alínea b) ou na alínea d) do n.º 1 - do artigo 26.º não permita a parametrização de limites de potência distintos para os sentidos de consumo e de injeção na rede, e até que tal parametrização seja possível, o escalão de potência contratada a considerar para efeitos de aplicação das tarifas de Acesso às Redes em BTN relativas ao consumo da UPAC, é o definido no número anterior e aplica-se ao diagrama de carga do consumo da UPAC".

8. Por fim, para o n.º 1 do artigo 49.º sugere-se a seguinte redação: "O presente Regulamento aplica-se às instalações de autoconsumo estabelecidas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, com as devidas adaptações, nomeadamente no que se refere ao processo de licenciamento ou registo previsto anteriormente, e observados os prazos máximos definidos no presente artigo."



14) RECOMENDAÇÕES

Após análise da proposta de “Reformulação do Regulamento do autoconsumo de energia elétrica”, agora em apreço, objeto da 93.ª consulta pública, o CT entende formular as seguintes recomendações:

- a) No que diz respeito ao Tratamento dos Balanços de Energia Renovável no Autoconsumo o CT recomenda que se pondere formas alternativas de encontrar um equilíbrio entre os dois princípios em jogo (a garantia do armazenamento de energia renovável e o abastecimento dos consumos próprios), o que poderá passar por permitir uma maior flexibilidade para o autoconsumidor em escolher a parcela de produção das UPAC a alocar ao armazenamento, como o faz em relação às IU, conjugada com um condicionamento ao comercializador de armazenamento de se encontrar vinculado à injeção de energia renovável²⁰².
- b) O CT reconhece a complexidade e desafios colocados aos sistemas de informação dos ORD, pelo facto de se prever maior flexibilidade na forma como cada EGAC define a distribuição de produção entre os sistemas de armazenamento e as restantes IU, pelo que recomenda à ERSE que acompanhe com proximidade a capacidade de resposta dos mesmos, particularmente nesta fase de arranque, e apoia uma eventual revisão do RSRI como instrumento de (re)ação.
- c) No entender do CT, o conceito de relação de vizinhança próxima consagrado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, é determinante para que as instalações de autoconsumo coletivo e as CER contribuam de forma efetiva para menores perdas na rede e, conseqüentemente para uma maior eficiência no SEN. Assim, o CT recomenda à ERSE que promova junto do legislador a clarificação do conceito de vizinhança plasmado no Decreto-lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, numa perspetiva de desenvolvimento do regime do autoconsumo assente no conceito de proximidade elétrica.
- d) No que diz respeito aos projetos-piloto, o CT recomenda que se clarifique a aplicabilidade destes projetos, tendo em consideração os dois regimes jurídicos que neles incidem, o do autoconsumo e o da mobilidade elétrica.
- e) No que se refere aos Equipamentos de Medição Inteligente, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma disposição que obrigue os ORD a indicar, nas suas páginas de *internet*, que os consumidores poderão obter informação relativa à instalação de EMI nos seus CPE através dos canais de atendimento do ORD ou através dos respetivos comercializadores.
- f) O CT recomenda que, na redação final, a disposição do artigo 35.º torne mais claro o entendimento de que cabe ao autoconsumidor individual a responsabilidade de assegurar a adequada operação dos equipamentos de medição de produção de UPAC associadas à IU.
- g) Em sede de tratamento de anomalias de medição e leitura, o CT recomenda que se reveja, tão breve quanto possível, o prazo máximo de 30 dias fixado para a correção das anomalias de medição e leitura, considerando que se pode admitir um prazo mais curto para todos os intervenientes, nomeadamente quando for possível a resolução por acesso remoto aos equipamentos.
- h) No que diz respeito ao regime de isenção de CIEG aplicável ao autoconsumo através da RESP, o CT entende que a análise de impacto deste regime na redistribuição dos CIEG pelos clientes que são fornecidos através da RESP deverá ser monitorizado pela ERSE, devendo a informação relevante ser autonomizada em sede do processo de fixação de tarifas de eletricidade.
- i) No que diz respeito à partilha de energia de autoconsumo, o CT recomenda que a ERSE clarifique em que consiste a discriminação temporal e que, no âmbito dos projetos-piloto previstos nesta proposta de regulamento, seja analisado o custo/benefício da mesma.

²⁰² Efetivamente, se a energia injetada num armazenamento exceder, num dado período de 15 minutos, o total da produção das UPAC no mesmo período, então convencionou-se que a energia excedente injetada corresponde a fornecimentos da rede, devendo por isso estar suportados em contratos de fornecimento com um agente de mercado.



- j) O CT recomenda que, nas condições gerais dos contratos de uso das redes para o autoconsumo através da RESP (a propor pelos ORD à ERSE, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do regulamento, de acordo com o n.º 1 do artigo 47.º da proposta de articulado), seja prevista a possibilidade de suspensão da faturação de acessos quando deixa de haver autoconsumo pela RESP, de forma a que o contrato de acesso às redes, uma vez celebrado, se mantenha válido enquanto se mantiver a representação da instalação de autoconsumo.
- k) Adicionalmente o CT recomenda que as condições gerais incluam ainda um período máximo para que o contrato de uso de redes se mantenha ativo desde a última faturação de uso de redes por autoconsumo pela RESP, findo o qual se considere a sua caducidade.
- l) Tendo em consideração o aprofundamento da regulamentação, nomeadamente, a possibilidade de integração de sistemas de armazenamento e também a possibilidade de participação dos autoconsumidores na prestação de serviços de flexibilidade, o CT recomenda uma maior adequação de responsabilidades entre agentes do SEN e as entidades criadas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, particularmente no que respeita ao impacto que estas novas entidades podem provocar ao nível dos desvios de consumo que são integrados nas carteiras dos comercializadores.
- m) No que se refere à gestão da mudança de agregador de produção, o CT revendo-se na preocupação demonstrada pela ERSE, relativamente ao expectável aumento de volume de alterações contratuais com agentes representantes para efeitos de venda de excedentes, decorrente da evolução regulamentar do autoconsumo, considera que deve ser assegurada a devida adaptação dos processos e sistemas de informação dos operadores de rede, assim como da regulamentação existente para registo das unidades físicas de produção, nomeadamente os procedimentos definidos no MPGGS, que deverão ser ajustados de forma a acomodarem um enquadramento adequado para o autoconsumo.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 7 de janeiro de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Revisão dos incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor do gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "Proposta de revisão dos incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados" (doravante abreviado por proposta), cabendo ao CT emitir parecer até 20 de novembro, de 2020.

No decurso da elaboração deste parecer, a solicitação deste Conselho, foram efetuadas reuniões por videoconferência com a ERSE e com a REN Trading, em 18 de setembro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

ENQUADRAMENTO

A REN Trading opera na qualidade de Agente Comercial com a função instrumental de otimizar a colocação em mercado da produção de energia dos Contratos de Aquisição de Energia Elétrica (CAE) não cessados, que se mantêm assim na esfera do SEN e por ele são garantidos nos termos da lei, sendo que os ganhos ou sobrecustos decorrentes da sua existência e exploração são refletidos nas tarifas.

Estes contratos de aquisição de energia foram celebrados em 1993 e 1994, por expressa determinação do Governo de então, entre a EDP – e, mais tarde, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (adiante “REN”) – e dois investidores privados (a Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Elétrica, S.A. e a Turbogás-Produtora Energética, S.A.) num período em que o setor elétrico começou a liberalizar a produção de energia, existindo à data a figura do comprador único no sistema público que assegurava a aquisição de energia do designado sistema vinculado de produção, apoiado em contratos de longo prazo, os CAE, em que se inscrevem os presentes, ainda não cessados.

Em 2007, com o advento do MIBEL (Mercado Ibérico de Energia) e a aprovação das diretivas do Segundo Pacote Energético, o Governo decidiu promover a cessação antecipada de todos os CAE e aprovar um mecanismo de compensação dos contratantes privados (CMECs). Os produtores associados aos CAE em apreço não aceitaram a cessação do respetivo contrato e a transição para o mecanismo de compensação previsto, e conseqüente transferência para mercado.

Assim, a exploração destes CAE foi mantida na esfera do Sistema Elétrico Nacional (SEN) através da REN Trading, sociedade constituída em 13 de junho de 2007 para gerir os CAE não sujeitos a cessação antecipada, de acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

O quadro específico de atuação da REN Trading tem por base a sua natureza comercialmente neutra, reconhecida pela Direção-Geral da Concorrência da Comissão Europeia (DGCOMP) e pela ERSE aquando da certificação da REN Elétrica.

Esta neutralidade reflete o mecanismo de repercussão tarifária estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, uma norma imperativa destinada a acautelar a obrigatoriedade de se incluírem nos custos de interesse económico geral (uma componente das tarifas reguladas) “a diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita proveniente da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos contratos de aquisição de energia ainda em vigor”.



Por forma a implementar o referido mecanismo de repercussão tarifária, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, determina que compete à ERSE “estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, ou noutra aplicável a todos os consumidores de energia elétrica, a diferença entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT, ou a entidade que a substituir para o efeito, e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor [...]”, de que resulta que os custos ou benefícios diretos ou indiretos decorrentes da execução e gestão dos CAE não cessados são reconhecidos no quadro das tarifas.

Neste contexto, a REN Trading gere o CAE celebrado com a Tejo Energia, respeitante ao centro electroprodutor térmico do Pego (600 MW), e o CAE celebrado com a Turbogás, respeitante ao centro electroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW), assim como os contratos complementares dos mesmos.

A operacionalização da colocação em mercado grossista da produção destas centrais termoelétricas tem subjacente um incentivo à eficiente otimização da gestão e dos custos associados dos referidos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, previstos no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Refere a ERSE que, a par da consulta a este Conselho Tarifário, é igualmente dirigida uma consulta ao beneficiário do incentivo, a REN Trading.

II

GENERALIDADE

Ponto prévio

No que concerne aos “Mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO₂” importa destacar que o CT foi chamado a pronunciar-se:

- Em 2008, tendo emitido [parecer](#) em 4 de março de 2008, de que resultou o Despacho n.º [11210/2008](#), de 17 de abril;
- No âmbito da fixação das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014, tendo emitido [parecer](#) em 15 de novembro de 2013.

Nesta conformidade, é a 3.ª vez que o CT é chamado a pronunciar-se, tendo para o efeito convidado a ERSE e a REN Trading a partilhar com este conselho o seu entendimento sobre esta proposta, em 2 sessões por videoconferência distintas que ocorreram, como referido no preâmbulo, em 18 de novembro de 2020.

Desenvolvimento

Na revisão que propõe para o incentivo, a ERSE refere como objetivos principais a sua flexibilização, ajustando-o à redução gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading e às alterações perspetivadas nos mercados onde atua, bem como a sua simplificação, sem que o mesmo perca a sua efetividade para os propósitos pretendidos de minimização do sobrecusto a ser suportado pelos consumidores.

O documento da ERSE em discussão inclui uma breve análise dos resultados da aplicação do atual incentivo, a proposta de desenho para o novo incentivo incluindo a definição de novos limites máximos e mínimos aplicáveis, bem como a proposta de articulado relativa à alteração da Diretiva n.º [2/2014](#), que estabelece o incentivo ainda em vigor.

O CT reconhece a redução progressiva do espaço de funcionamento destas centrais, o que poderá justificar a revisão do incentivo associado à gestão otimizada dos CAE não cessados numa perspetiva operacional,



mas considera que importa igualmente avaliar, desde já, de forma integrada e planificada, os processos e custos a incorrer até à completa extinção dos direitos e obrigações a eles associados.

De facto, as centrais associadas a estes CAE estão em fim de vida e, certamente menos eficientes que as mais recentes e com maior peso da produção a partir de fontes de energia share renováveis, verificando-se uma alteração substancial das ordens de mérito do gás e do carvão, com desvantagem para este último devido aos custos ambientais.

Adicionalmente, e como a ERSE bem refere, o CT regista que qualquer dos CAE não cessados se encontra exposto a condicionalismos quanto ao fornecimento de combustível. Com efeito, a central termoelétrica da Tejo Energia tem stocks já aprovisionados de carvão (última entrega concretizada em novembro de 2019) com reduzida utilização (em 2020) em face da sua não despachabilidade económica em mercado grossista, e a central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás é titular de contrato de aprovisionamento de gás natural que impõe quantidades mínimas de utilização previamente definidas, denominados *take-or-pay* (ToP).

Todos estes constrangimentos factuais obrigarão a um esforço acrescido no sentido da otimização possível face às condicionantes do mercado.

O CT constata um decréscimo acentuado da margem operacional das centrais em causa, em particular em 2019, período anterior aos efeitos da pandemia no mercado grossista, refletindo as fragilidades expostas no ponto anterior, tendo-se mesmo verificado uma margem negativa no conjunto das duas centrais com CAE:

| | 2008-2013 | 2014-2019 | 2019 |
|---------------------|--------------------------|--------------------------|-------------|
| | Total/Média anual | Total/Média anual | |
| | M€ | M€ | M€ |
| Tejo Energia | --- | 279/46,5 | -2 |
| Turbogás | --- | -78,3/-13,05 | -48.2 |
| Total | 349,3/ 58.2 | 200,7/33,45 | -50.2 |

(valores retirados da proposta de incentivo, gráfico 2-1 pág.8 e 2-3 pág.10)

Tendo em consideração o montante dos custos de funcionamento da REN Trading, que no período de 2015-2019 teve um valor médio anual de 1,15 M€, e ainda a evolução das margens, o CT constata que dificilmente as margens cobrirão os custos de funcionamento, pelo que o incentivo se manterá muito provavelmente no seu valor mínimo.

Os custos de funcionamento da REN Trading em 2019 foram, de acordo com a proposta de tarifas 2021, de 1,2 M€ (incluindo encargos financeiros).

III

ESPECIALIDADE

No que concerne à proposta apresentada pela ERSE para a revisão do incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, o CT emite as seguintes considerações:

A. SOBRE O INCENTIVO ATUAL E A EXPERIÊNCIA RECOLHIDA**a. Estrutura do incentivo**

O objetivo da gestão dos CAE não cessados é a maximização dos resultados possíveis decorrentes da participação das referidas centrais em mercado na ótica do comprador único público, fazendo reverter para a tarifa os ganhos maximizados ou as perdas minimizadas resultantes face aos custos totais, tendo por base o CAE.

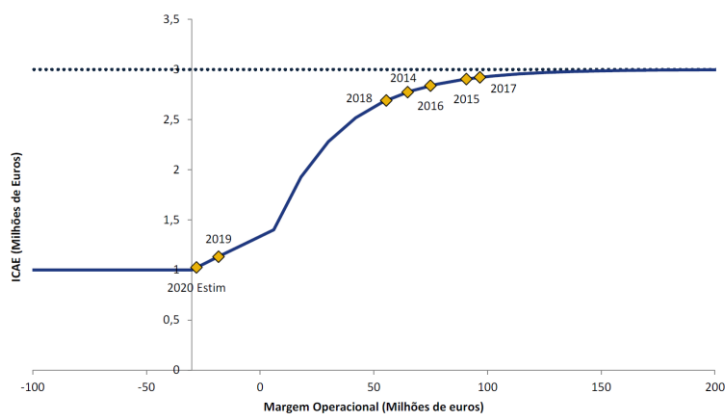
De forma simplificada, os contratos CAE reconhecem aos produtores a generalidade dos custos da central, os custos fixos decorrentes da existência da central disponível para funcionar, os custos fixos e variáveis dos contratos de combustível contratualizados e os custos variáveis de produção da energia, com um conjunto de obrigações de disponibilidade e desempenho, sendo a faturação da energia fornecida em mercado e gerida pelo agente comercial a fonte de proveitos que deve idealmente cobrir todos os custos incluindo os do agente comercial, sendo o diferencial final positivo ou negativo refletido nas tarifas.

O agente comercial não tem margem na venda da energia sendo a sua atuação meramente instrumental à luz da Lei.

A margem operacional que determina o valor do incentivo é obtida: com a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo as receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, deduzida dos custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO₂ e os custos variáveis de operação e manutenção. Aqui não se incluem os custos fixos.

O incentivo atualmente em vigor, definido no âmbito pela Diretiva n.º [2/2014](#) da ERSE, comporta duas vertentes aditivas que pretendem recompensar a REN Trading do seu objetivo de maximização da margem dos CAE em favor dos consumidores:

- 1 - Um incentivo I_{CAE} função da margem operacional anual M obtida sobre os custos variáveis de produção. A curva do incentivo tem três segmentos em função do valor da margem M , um mínimo de 1 M€, uma variação linear e uma variação assintótica para o máximo de 3 M€. O gráfico abaixo mostra a evolução dos I_{CAE} obtidos entre 2014 e 2019.





- 2 - Um prémio de adequação P_{AM} em função da colocação pela REN Trading da energia nos períodos horários de maior margem, (diferença entre a receita do período horário em causa e o que seria obtido com o valor médio do mercado nesse mesmo período). Este pode atingir o máximo de 300 mil euros no ano.

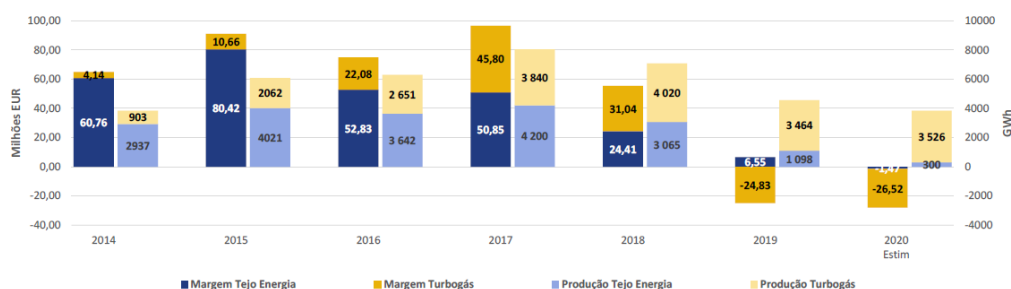
A curva de I_{CAE} reflete o grau de dificuldade de maximização da margem nos anos mais recentes. O fator P_{AM} introduz um prémio adicional para a intervenção da REN Trading para aproveitar as oportunidades dos períodos horários e preços do ano em que ocorrem.

O CT constata uma variação do incentivo I_{CAE} próxima do valor máximo até 2018 e uma queda sensível do mesmo em 2019 e em 2020, aproximando-se, em particular neste último ano, do valor mínimo da curva e no limiar dos custos operacionais do agente comercial, ou seja, ausência de prémio ou mesmo perda, dependente dos níveis de custo da REN Trading do ano.

b. Evolução da margem operacional

A evolução da margem operacional para efeitos de apuramento do ICAE, mostra um decréscimo acentuado em 2019 e em 2020.

Figura 2-5 - Margem operacional das centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideradas no cálculo do incentivo I_{CAE}



Fonte: ERSE, REN Trading

Nota: as margens referidas na figura diferem muito ligeiramente das margens calculadas para apuramento do incentivo I_{CAE} , já que incluem outros custos variáveis da central. Nestes custos estão incluídos encargos com o fornecimento de eletricidade (contrato com o CUR), a tarifa de uso da rede de transporte (URTp), taxas portuárias, taxa de recursos hídricas, entre outros.

c. Desempenho do agente comercial

Conclui a ERSE que, face aos resultados observados entre 2014 e 2019, o incentivo I_{CAE} transmitiu um sinal adequado que anula, em parte, os efeitos externos não controláveis.

O CT reconhece como positivo que o incentivo entre 2014 e 2019 tenha promovido a minimização do sobrecusto para os consumidores de eletricidade com as centrais com CAE, objetivo que se pretende vir a ser concretizado no período remanescente.

Reconhece igualmente o CT que a situação do mercado grossista atual, com uma percentagem de renovável e custos de compensação ambiental crescentes a par dos condicionalismos de combustível destas centrais, indicam um provável cenário de continuidade de margem operacional negativa pelo menos em 2021.

B. NOVO INCENTIVO PROPOSTO PELA ERSE

a. Desenho do novo incentivo

A ERSE propõe um novo I_{CAE} a repartir com o SEN de acordo com a seguinte formulação:

$$I_{CAE} = k \times [(r^n - pmd_x^n) \times q^n]$$

Valor do incentivo obtido com a gestão dos CAE não cessados

Parâmetro de partilha de benefícios entre operador e SEN

Receita unitária média obtida pelo agente no período (n)

Preço médio do mercado diário MIBEL para a área portuguesa das x% melhores horas do período (n)

Volume de energia colocado nos referenciais de mercado no período (n)

Este incentivo mais simplificado está dependente de um parâmetro - pmd_x^n - que reflete o preço médio da percentagem das melhores horas verificadas no ano, sendo essa percentagem definida como parâmetro, com uma metodologia que utiliza dados históricos de um período alargado de tempo. Esta metodologia é suscetível de induzir objetivos de funcionamento desviados da realidade, em qualquer dos sentidos, se a média histórica de referência não constituir uma base de extrapolação correta e adequada para os anos que se pretendem regular no futuro.

A proposta da ERSE apoia-se em médias de preço históricos que incluem um período de preços excecionais 2014 a 2016, com influência no valor do incentivo, em particular se a receita unitária for consistentemente abaixo do preço médio de referência apurado, situação em que o diferencial será negativo.

A ERSE propõe que a percentagem do número de horas do preço de mercado acima da receita unitária média ponderada das centrais, tenha por base os valores apurados com base nos preços de mercado de 2014 a 2019 e na receita verificada. Os valores são:

Tabela 1 – Valores de referência para parâmetro pmd_x^n

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|--|------|------|------|------|
| Valor de referência x para parâmetro pmd_x^n | 66% | 50% | 50% | 50% |

Fonte: ERSE

Face ao exposto, considera o CT que será preferível utilizar um intervalo temporal mais próximo do ano de vigência do incentivo, por exemplo 2017-2019 para apuramento da percentagem de horas de referência para apuramento de pmd_x^n , minimizando assim eventuais distorções da percentagem de horas que o Agente Comercial deve assegurar com receita unitária acima do preço médio.

A proposta da ERSE, no seu artigo 3.º, define os limites máximos e mínimos do incentivo, devendo ter como base implícita da regulação, a garantia de cobertura dos custos de funcionamento da REN Trading. São eles:

Limite máximo:

- a) 2,5 milhões de euros no ano de 2021;
- b) 1,5 milhões de euros nos anos de 2022 e 2023; e
- c) 500 mil euros no ano de 2024, na parte deste correspondente ao primeiro trimestre.

Limite mínimo:

- a) 1 milhão de euros no ano de 2021;
- b) 750 mil euros nos anos de 2022 e 2023; e
- c) 250 mil euros no ano de 2024, na parte deste correspondente ao primeiro trimestre.

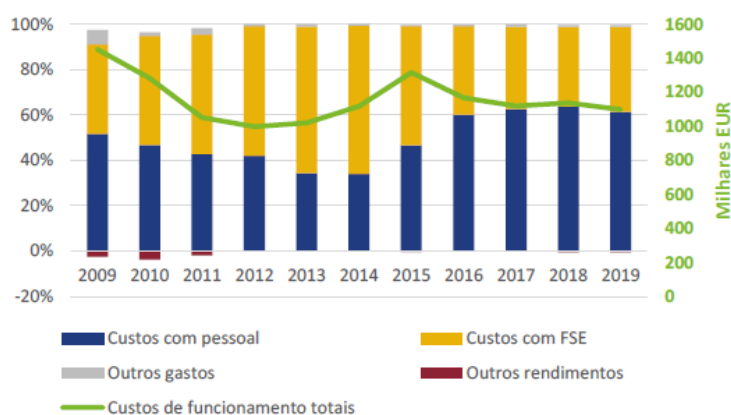
O CT constata que os limites mínimos decrescem de forma substancial ao longo do período de aplicação do mecanismo, para além do desaparecimento da componente de prémio de adequação em mercado limitado a 300k € do mecanismo atual.

Como um dos requisitos fundamentais da regulação é o de garantir a cobertura dos custos eficientes da atividade de uma empresa regulada, atendendo à natureza relativa fixa dos custos de funcionamento da REN Trading, o CT sugere que seja validada a adesão e exequibilidade desta redução face ao volume de custos de funcionamento da REN Trading.

b. Custos de funcionamento e custos financeiros

A REN Trading gere estes CAE não cessados em favor do SEN, tendo estes ao longo da sua vida útil proporcionado retornos positivos substanciais a favor das tarifas e dos consumidores. referindo a proposta que se aproxima dos 550 milhões de euros no período entre 2014 e 2019, 91,7 M€/ano em média, tendo a REN Trading recolhido a título de incentivo para cobrir os seus custos totais e premiar o seu desempenho o montante de 1,83 M€/ano, aos quais se tem de deduzir os custos de funcionamento que de 2015 a 2019 foram em média de 1,15 M€/ano.

Figura 2-10 – Estrutura dos custos de funcionamento da REN Trading, desde 2009



Da estrutura de custos patente no gráfico da figura 2-10, verifica-se que há uma tendência decrescente dos custos da REN Trading, com uma predominância de FSE que foram sendo reduzidos até 2016, tendo os custos com pessoal praticamente estabilizado desde 2016.

Embora haja dados históricos agregados, nada é indicado na proposta da ERSE sobre o nível de atividade da REN Trading e sobre a sua potencial evolução no contexto da participação do mercado e da gestão dos CAE.

Assim, o CT recomenda que a ERSE avalie de forma mais detalhada esse nível de atividade, tendo em consideração a conhecida complexidade crescente que a participação no mercado tem vindo a exigir aos diversos participantes, em particular com o mercado contínuo intradiário, colocando-se ainda a questão relativa à estrutura ótima de custos que deverá ter a REN Trading, no período 2022 a 2024, apenas com um CAE não cessado.

IV

RECOMENDAÇÕES

Face ao exposto e ao fundamentado nos pontos anteriores, considera o Conselho Tarifário ser de explicitar as seguintes recomendações:

- a. Promoção pela ERSE, em estreita articulação com o Governo, de um plano que inclua todos os aspetos e custos relacionados com a cessação dos CAE a par da atividade da própria REN Trading.



- b. Revisão do incentivo no sentido da aproximação do intervalo temporal para determinação da percentagem de horas associada ao parâmetro pmd_x^n , nos termos sugeridos neste parecer, através da média dos valores associados aos anos de 2017 a 2019.
- c. Apuramento de todos os custos da REN Trading permitindo avaliar a suficiência do incentivo.
- d. A utilização do 1.º semestre de 2021 para monitorização da metodologia agora proposta de revisão do incentivo, recomendando que a ERSE apresente ao CT uma análise que ateste a calibração definitiva do incentivo a aplicar à gestão do CAE da Turbogás.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 23 de novembro de 2020.



◆ Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2019 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²⁰³

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda a outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 30/04/2020 foi enviado ao CT o estudo “*Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade – 2019*”, solicitando a emissão de parecer, nos termos do Art.º 4.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

No decurso da elaboração deste parecer, a solicitação deste Conselho, a ERSE prestou esclarecimentos complementares em reunião por videoconferência, realizada em 19 de maio de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho veio prever a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), com reflexos na tarifa de uso global do sistema.

Este decreto na sua redação em vigor, estabelece que a ERSE deve elaborar, em cada ano, um estudo sobre “*o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, o qual deve ponderar, quando aplicável e sempre que justificado, os efeitos de mecanismos de remuneração da capacidade e outras políticas de segurança de abastecimento existentes noutros Estados-Membros na referida formação de preços*”, cabendo ao membro do Governo responsável pela área da energia estabelecer, através de portaria, a regulamentação necessária à sua execução.

Assim, o mencionado mecanismo visa “*corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade*”, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.

Este regime legal foi objeto de alteração pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto que, entre outros aspetos, veio clarificar o âmbito de incidência subjetiva, procurando garantir maior segurança jurídica, tanto para os produtores de eletricidade quanto para as entidades intervenientes.

Deste modo, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do senhor Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer prazos e trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE, estabelecendo, em síntese o seguinte:

1. Até 30 de abril de cada ano, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) procede à elaboração de um estudo sobre o impacto na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia no ano t anterior ao da realização do referido estudo;

²⁰³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



2. No prazo de 5 dias contados do final do prazo previsto no número anterior, a ERSE submete o estudo a parecer do seu Conselho Tarifário incluindo nesse processo de consulta a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), a qual se pode pronunciar autonomamente ao Conselho Tarifário;
3. O Conselho Tarifário e a DGEG emitem parecer sobre o estudo no prazo de 30 dias a contar da respetiva data de receção;
4. No prazo de 15 dias contados do termo do prazo de pronúncia destas entidades, a ERSE envia o estudo, acompanhado dos pareceres emitidos, para o membro do Governo responsável pela área da energia.

No que diz respeito ao conteúdo mínimo do Estudo, estabelece este diploma legal que o mesmo deve observar o seguinte:

- a) A identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados;
- b) A identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável com desagregação por tecnologia, considerados no Estudo;
- c) A descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado;
- d) A apresentação dos resultados da estimação efetuada por aplicação da metodologia referida;
- e) A proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Uma vez emitido o estudo pela ERSE, e observadas as consultas e demais trâmites previstos na portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia definir, mediante despacho a publicar na 2.ª série do *Diário da República*, os parâmetros que determinam o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica abrangidos pelo presente regime de equilíbrio concorrencial, através dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.

Para efeitos da elaboração do Estudo relativo ao ano t, cabe também ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar, por Despacho a publicar até 31 de dezembro de cada ano t-1, o conjunto de medidas e eventos de ordem interna a considerar na determinação de efeitos de eventos internos ao SEN para o ano t seguinte.

Assim, em 27 de dezembro de 2019, foi publicado o Despacho n.º 12424-A/2019, do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, que estabelece que as medidas e eventos internos ao SEN a considerar no Estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020 são os seguintes:

- a) A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
- b) A contribuição extraordinária sobre o setor energético, nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
- c) A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

O CT regista que, para efeitos do estudo relativo a 2019, a ERSE considerou dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna:

- I. **Um cenário base**, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa, os efeitos do



regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social;²⁰⁴

e,

- II. **Um cenário alternativo**, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta.²⁰⁵

A justificação apresentada pela ERSE para a elaboração do cenário alternativo é a seguinte: *“Havendo questões de ordem jurídica que, no passado, implicaram o recálculo de valores de pagamentos no âmbito do regime de equilíbrio concorrencial, já processados em termos tarifários, entende-se que a consideração dos valores relativos a CESE e tarifa social devem ser, no quadro do presente estudo, tidos em base de cenarização alternativa”*²⁰⁶.

Vinculado à sua posição de apenas abordar nos seus pareceres o que está legal e regulamentarmente estabelecido, o CT não vai considerar neste seu parecer aquele cenário.

II

ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO METODOLÓGICA DO ESTUDO

O quadro legal, atualmente em vigor, consagra que o estudo a elaborar pela ERSE deve quantificar o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal dos eventos extramercado externos e dos eventos extramercado internos ao SEN. Resultará da conjugação dos dois impactes a compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito deste mecanismo.

A.1 Eventos extramercado externos

1. No que respeita ao tratamento dos efeitos extramercado externos, o estudo teve em consideração o mercado diário do MIBEL, e foram considerados os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.
2. A metodologia utilizada para avaliar os efeitos de ajustamento sobre os preços de mercado, pressupõe duas fases:
 - a. Numa primeira fase, é apurado, o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia, sendo para tal realizado um estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais de preço de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo;
 - b. Numa segunda fase, com base nos efeitos estimados, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através

²⁰⁴ O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 86 301 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines), às centrais de ciclo combinado a gás natural (Lares e Pego2) e à hídrica, já que os centros electroprodutores PRE3 em mercado abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, não se encontram sujeitos a pagamento de ISP, de CESE e de tarifa social (Estudo da ERSE p. 6).

²⁰⁵ O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 3 329 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines) [Estudo da ERSE p. 7].

²⁰⁶ Estudo da ERSE p. 47.



de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL.

3. O resultado decorrente da diferença entre os preços efetivamente verificados e os que se verificam no processo de simulação constitui a estimativa dos impactes dos eventos extramercado externos ao SEN.
4. No âmbito do presente estudo a ERSE identificou como único evento extramercado externo ao SEN, o regime fiscal que incide sobre os produtores de energia elétrica em Espanha, sendo que parte desta carga fiscal incide na energia primária utilizada e outras componentes incidem no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa energia primária.
5. No que respeita à identificação dos efeitos extramercado externos, o CT considera que a metodologia abordada pela ERSE cumpre com os objetivos definidos na legislação.

A.2 Eventos extramercado internos

1. No que respeita aos eventos extramercado internos ao SEN, a ERSE na sua metodologia começa por identificar o valor unitário suportado com cada uma das medidas verificadas em Portugal.
2. De acordo com a metodologia definida pela ERSE, o impacte dos eventos extramercado internos ao SEN resulta da soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, desagregando-se por tecnologia quando necessário.
3. Na identificação dos valores dos eventos extramercado internos, e tal como já referido no Enquadramento deste parecer, a ERSE desenvolveu o estudo com base em dois cenários distintos.
4. De um ponto de vista estritamente legal, sem abordar neste ponto a respetiva quantificação, o CT considera que apenas o cenário base (assim definido pela ERSE) deverá ser tido em consideração, uma vez que apenas este reflete os eventos extramercado internos ao SEN definidos pelo Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro.

B. RESULTADOS E IMPACTES DA AVALIAÇÃO DOS EVENTOS EXTRA MERCADOS

1. No seu estudo, a ERSE considera que o impacte líquido dos eventos extramercado, externos e internos, é calculado de acordo com a seguinte expressão, que fornece o valor a pagar no ano t para a tecnologia k , por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei nº 74/2013, de 4 de junho:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i/k_t}^{PT}$$

2. Como aspeto prévio ao apuramento dos impactos de eventos extramercado, cabe mencionar que o ano de 2019 teve uma incidência temporal que é excecional e distinta de um ano corrente de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.
3. Com efeito, para 2019, vigorou uma isenção de aplicação do mecanismo durante todo o primeiro trimestre do ano, por força da suspensão do único evento extramercado externo ao SEN identificado e correspondente ao regime fiscal existente em Espanha para a produção de eletricidade.
4. Por essa razão, o estudo submetido a apreciação do CT avalia os impactos entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2019, com os correspondentes ajustamentos de valores anuais, sempre que necessário.
5. No que diz respeito às medidas ou eventos internos, para a tecnologia k , registados em Portugal no ano t , as mesmas têm um contributo dedutivo no valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo decreto-lei supracitado e demais legislação subsequente.



Neste sentido, e dando cumprimento ao Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, a ERSE considera no cenário base as seguintes medidas e eventos internos ao SEN:

- A tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
 - A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação;
 - A tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.
6. No que concerne às medidas ou a eventos externos, a ERSE explicita no seu estudo que recorreu a informação real proveniente do Eurostat, OMIE, REE, REN e da *Thomson Reuters* para aplicação da sua metodologia, com vista ao apuramento dos efeitos decorrentes e para o cálculo da formação do preço da energia elétrica em mercado diário na área portuguesa do mercado ibérico.
7. Para a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, a ERSE considerou as tecnologias com influência na zona marginalista de formação do preço (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica).
8. Por aplicação da metodologia definida, e atrás explicitada, a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado decorrentes do único evento extramercado externo, conduziu ao apuramento pela ERSE dos valores constantes da tabela seguinte:

Tabela 1 – Resultados da estimação de *pass through* às ofertas de mercado

| Tecnologia | Coefficiente do evento externo | Coefficiente de ajustamento |
|--|--------------------------------|---------------------------------|
| Centrais a carvão | 2,694 €/MWh | R ² ajustado = 0,979 |
| Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) | 3,429 €/MWh | R ² ajustado = 0,971 |
| Centrais hídricas | 4,876 €/MWh | R ² ajustado = 0,955 |

Fonte: ERSE

9. Com base no apuramento dos parâmetros referidos, a ERSE, ao apresentar a replicação do algoritmo de mercado que utilizou nas ofertas corrigidas de eventos, chega ao valor de 2,24 €/MWh²⁰⁷, como valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL.
10. O estudo da ERSE é revelador da elevada complexidade na aplicação prática deste mecanismo, suscitando questões de ordem diversa.
11. A ERSE escolheu aplicar um modelo de regressão econométrico para o único evento externo identificado e que se baseia na consideração de uma variável “*dummy*” (presença, ou não, de um determinado efeito). Metodologicamente, tem a vantagem de ser robusto do ponto de vista

²⁰⁷ Pág. 9 do Estudo.



estatístico, decorrendo, contudo, dessa metodologia que o regime fiscal em Espanha teve um impacto integral e linear nas ofertas que foram submetidas no MIBEL²⁰⁸.

12. Na opinião do CT, esse pressuposto não foi cabalmente demonstrado. Os custos variáveis implícitos nas estruturas de oferta não devem ser simplesmente “estimados” com base em regras econométricas lineares que desconsideram a dinâmica e essência do próprio mercado que se ajusta permanentemente. Existe, assim, uma elevada probabilidade de o modelo potenciar em alta a diferença entre o preço de mercado e os respetivos valores estimados²⁰⁹.
13. Quanto aos eventos internos ao SEN elencados, decorrentes do despacho proferido pela tutela, devem os seus impactes ser analisados à luz do objetivo principal subjacente à criação do mecanismo de reequilíbrio concorrencial.
14. Efetivamente, o Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, descreve o mecanismo como um instrumento regulatório que visa compensar as distorções que os eventos extramercado possam ter provocado na formação dos preços médios de eletricidade em Portugal e/ou tenham proporcionado benefícios não expectáveis para os produtores nacionais.
15. Na reunião de esclarecimentos ao CT a ERSE informou não ter contemplado no estudo em que medida a CESE e a tarifa social provocaram distorções na formação dos preços médios grossistas ou tenham gerado “*windfall profits*”, por entender que o enquadramento legislativo não o determina.
16. O CT releva que a tarifa social está definida em diplomas vigentes como um encargo a ser suportado pelos produtores de energia elétrica. Da mesma forma, o regime jurídico da CESE estabelece a norma imperativa de não dedutibilidade e da não repercussão nas tarifas reguladas previstas no Regulamento Tarifário.
17. Releva ainda o CT que o estudo decorrente do mecanismo que visa assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista deve compatibilizar toda a legislação aplicável nesta matéria.

C. RECOMENDAÇÕES

1. O CT recomenda que a ERSE procure reformular a sua metodologia de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado, tal como referido no corpo deste parecer.
2. Não obstante ultrapassar as competências próprias da ERSE, o CT considera como um passo indispensável a um correto funcionamento dos mercados, a necessária aproximação dos instrumentos de política energética entre Espanha e Portugal, entendendo-a como preferível à criação de mecanismos posteriores de correção ou ajustamentos.
3. Como nota final o CT regista a ausência de quantificação previsional do impacto tarifário do montante apurado, recomendando a sua explicitação.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário aconselha que a versão final do estudo tenha em conta as recomendações deste parecer.

Aprovado em 29 de maio de 2020.

²⁰⁸ Conforme exposto, nomeadamente, nas págs. 6, 23.

²⁰⁹ Conforme figura 2, pág.18.



◆ Estudo da ERSE ◆

Publicado no [site](#).



◆ **Aditamento ao Regulamento Tarifário do setor elétrico** ◆ [\[Consulta Pública n.º 88\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²¹⁰

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de aditamento ao Regulamento Tarifário do setor elétrico*", cabendo ao CT emitir parecer até 29 de abril de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico (CT/SSE) emite o seguinte parecer:

I
ENQUADRAMENTO

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT/SE) em vigor (Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro) resultou da [Consulta Pública n.º 61](#).

Entre outros temas, a ERSE propôs aumentar a duração dos períodos regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão de parâmetros da BT ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada pela ERSE prendia-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderiam ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhes são aplicadas.

O CT/SSE emitiu [parecer](#) em 3 de julho de 2017, destacando-se a posição deste Conselho a esta proposta da ERSE, como se transcreve:

1. ..." A ERSE propõe a revisão dos parâmetros ao final de dois anos para a atividade de BT justificada:
 - a) No caso da atividade de distribuição de energia elétrica:
 - i) Introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros;
 - ii) Renovação das concessões em BT.
 - b) No caso da atividade de comercialização de energia elétrica:
 - i) Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do "phasing out" da atividade de comercialização de energia elétrica
2. O CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos.
3. Contudo o CT considera que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação da BT e do CUR ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos de estabilidade e previsibilidade associados ao prolongamento da duração do período de regulação, acrescentando assim um risco regulatório.

²¹⁰ Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



4. Neste sentido o CT sugere a manutenção da regulação na BT e só introduzir as alterações convenientes numa eventual revisão extraordinária aquando da definição do quadro regulatório das novas concessões, englobando a duração e o tipo de regulação das atividades reguladas.

Nesta conformidade o período regulatório foi mantido em 3 anos, conforme a Diretiva n.º [2/2018](#), de 4 de janeiro, que definiu até 31 de dezembro de 2020 o período de vigência dos parâmetros regulatórios que enquadram o cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas e de parâmetros relacionados com a estrutura tarifária.

II ESPECIALIDADE

1. A presente proposta de aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico é justificada pela ERSE com a atual crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, com efeitos económicos de intensidade e duração totalmente imprevisíveis, com impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN).
2. A preparação de um novo período regulatório assenta em exercícios retrospectivos para o estabelecimento de novas metas e metodologias regulatórias, que sejam coerentes com a evolução do desempenho das empresas e do seu contexto.
3. No contexto da atual crise sanitária e económica, exercícios desta natureza não são credíveis, considerando que qualquer análise retrospectiva é ineficaz para elaborar um quadro regulatório que seja aderente à realidade e, conseqüentemente possa responder de forma segura às necessidades do SEN, em especial no médio prazo.
4. O CT concorda com a proposta da ERSE de não proceder à revisão regulamentar e de parâmetros no atual contexto de crise sanitária e económica, pois a mesma não permitiria o estabelecimento de instrumentos regulatórios coerentes e estáveis, que possam acomodar os desafios que o SEN enfrentará num horizonte de três ou mais anos.
5. O CT igualmente destaca que esta alteração:
 - a. Deve ser monitorizada de perto pela ERSE, em especial quanto aos impactes no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas;
 - b. Mantém em vigor os Art.º 203.º e 204.º, relativos à revisão excepcional dos parâmetros no período de regulação.
6. Face ao exposto, o CT considera a presente proposta da ERSE de prolongar o atual período regulatório de 2018-2020 em um ano, até 2021, uma solução prudente e equilibrada, expressando o seu acordo à mesma.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 28 de abril de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia** ◆ [\[Consulta Pública n.º 86\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²¹¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor do gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de “*Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia*”, cabendo ao CT emitir parecer até 1 de abril de 2020.

Posto o que, as Secções do Setor Elétrico e do Gás Natural do Conselho Tarifário emitem o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Nos termos do disposto na alínea d) do artigo 3.º dos seus Estatutos, a ERSE tem como atribuição “*Contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados, estimulando, nomeadamente, a adoção de práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço.*”

Assim, dando cumprimento ao disposto, a ERSE tem promovido, desde 2006, a implementação de Planos de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) sob a forma de concursos que têm por objetivo a promoção e seleção de medidas de eficiência energética, que contribuam de forma mensurável para a redução do consumo de energia elétrica ou para a gestão de cargas, e ações de divulgação e informação que promovam a adoção de comportamentos e decisões racionais e eficientes no consumo.

As primeiras regras do PPEC foram aprovadas em julho de 2006, através do Despacho n.º [16122-A/2006](#), de 3 de agosto. Foram posteriormente revistas em junho de 2008, através do Despacho n.º [15546/2008](#), de 4 de junho, e novamente revistas através da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março, na sequência da publicação da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, que estabelece regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas apresentadas aos concursos.

Atualmente foram já implementadas cinco edições do PPEC e uma 6.ª edição, de 2017-2018, teve as suas medidas aprovadas, em execução até final de 2019.

As 75 medidas apoiadas nesta 6.ª edição foram selecionadas, através de um concurso de 224 medidas apresentadas por 79 promotores. O valor total das medidas propostas a concurso foi de 61,9 milhões de euros.

A ERSE estimou um benefício social resultante da implementação da totalidade das medidas do PPEC na ordem dos 111 milhões de euros, valor muito superior ao investimento suportado pelas tarifas de energia elétrica que foi cerca de 23 milhões de euros.

Tendo em consideração o atual contexto de transição energética em que o Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) elege a eficiência energética como uma das prioridades para Portugal, e

²¹¹ Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



ainda a experiência adquirida com anteriores edições do PPEC, a ERSE lançou uma [consulta prévia](#) em 2019, sobre a qual o CT emitiu parecer.

A ERSE, tomando em consideração os comentários recebidos aquando da consulta prévia, vem, no âmbito desta consulta pública, apresentar uma proposta de revisão do Regulamento do PPEC.

II

GENERALIDADE

Nesta secção o CT elenca o seu parecer sobre a proposta da ERSE que versa temas comuns aos 2 vetores energéticos:

1. VETORES ENERGÉTICOS

No âmbito da consulta prévia realizada pela ERSE foi levantada a questão concreta sobre a forma de integração no PPEC do setor de gás natural, bem como sobre o alargamento da aplicação do PPEC aos demais setores regulados pela ERSE. Os comentários do CT relativamente a este tema foram:

- *“...entende o CT que o PPEC deve também passar a promover a eficiência no consumo no setor de gás natural.”;*
- *“No que tange à extensão do PPEC aos restantes vetores energéticos regulados, o CT não dispõe de elementos que o habilitem a emitir parecer.”;*
- *“...o CT salienta a importância de ser salvaguardado o princípio da não subsidiação cruzada entre vetores energéticos, assegurando-se que não existem transferências de recursos financeiros entre sectores.”*

O CT regista o facto de a ERSE ter procedido à inclusão do vetor gás natural nas medidas a promover no PPEC, conforme referido pelo CT na consulta prévia.

Ainda assim, e após 6 edições do PPEC exclusivamente dirigidas à eficiência no consumo de eletricidade, e na sequência de consulta pública prévia, vem a ERSE regulamentar a extensão deste programa ao setor do gás natural, mas não aos produtos de GPL, nem aos combustíveis derivados do petróleo ou aos biocombustíveis, o que se entende quer pelas dificuldades resultantes da medição da eficiência no consumo, quer pelas decorrentes da difícil identificação de fontes de financiamento aplicáveis a estes vetores energéticos.

O CT compreende e aceita esta opção, tanto mais que o alargamento do seu âmbito ao gás natural já irá criar questões que será necessário enfrentar e resolver, destacando-se, desde já, a definição de critérios para a ordem de mérito das propostas e a possível fixação de orçamentos separados para os setores elétrico e do gás natural.

O CT espera, ainda, que a próxima edição dos PPEC permita ganhar experiência e proporcionar a definição de critérios realistas no que respeita à análise de medidas integradas abrangendo consumos de eletricidade e de gás natural, atendendo à questão incontornável das possíveis subsidiações cruzadas que, de todo, se deverão evitar.

2. PROMOTORES DO PPEC

A ERSE define o conceito de promotor do PPEC, como uma entidade habilitada a apresentar candidaturas a medidas do PPEC e responsável pela implementação das medidas aprovadas.

Atualmente, o PPEC já abrange um conjunto alargado de entidades e agentes com interesses na promoção da eficiência energética do lado da procura, contudo, ainda assim, a ERSE possibilitou, na consulta prévia, a abertura do programa a novos promotores.

O CT regista como positiva a proposta da ERSE em manter os atuais promotores do PPEC, estendendo essa possibilidade às entidades do setor do gás natural, incluindo, ainda, as organizações não-governamentais que consagrem nos seus estatutos a promoção e defesa dos interesses dos consumidores, ou da eficiência energética, ou da proteção do ambiente e clima.

3. CONCURSOS DO PPEC

No que diz respeito ao funcionamento do concurso, a ERSE opta por manter a separação dos concursos de acordo com a natureza do promotor, setor económico de intervenção e tipo de medidas propostas, conforme se observa:



Fonte: Documento Justificativo

No seguimento da consulta prévia, o CT reforçou a sua posição de que “o princípio mais importante a assegurar na aplicação de verbas que advêm das tarifas, é o da maximização dos benefícios esperados em situações em que estão identificadas barreiras de mercado ao aumento da eficiência no consumo de energia, incluindo adoção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores”.

Face à falta de consenso, multiplicidade e diversidade de comentários recebidos, a ERSE optou por manter os concursos existentes destinados a todos os promotores e a promotores que não sejam empresas do setor, bem como a tipologia de medidas tangíveis e intangíveis e os respetivos segmentos, tal como comentado na consulta prévia pelo CT.

4. MEDIDAS PROMOVIDAS PELO PPEC

No âmbito da consulta prévia a ERSE questionou sobre quais as medidas que o PPEC deveria promover considerando, por um lado, a possível integração de outros vetores energéticos e, por outro lado, os objetivos de política energética traçados pelo PNEC 2030.

Adicionalmente, a ERSE promove a integração de diferentes setores (habitação, mobilidade, transporte, energia) relacionados diretamente com o PNEC 2030 e que ambicionam o granjear das metas de eficiência energética propostas pelo Governo.



Considera a ERSE que esta nova realidade, relacionada com a constante evolução tecnológica do setor e as novas dinâmicas do mercado, sugerem um alargamento a novas áreas de atuação, tais como, o edificado, o autoconsumo, a mobilidade elétrica, entre outros.

O CT entende, conforme comentado na consulta prévia, que a ERSE deve privilegiar medidas (tangíveis e/ou intangíveis) cuja eficácia de implementação possa ser medida de forma objetiva, e que existam mecanismos bem definidos que demonstrem aos consumidores que elas foram compensadoras, e nessa medida, justificadas.

A eventual inclusão de medidas de eficiência energética no edificado está em linha com o preconizado nos planos de política energética nacional, que identificam os edifícios, a par do transporte individual, como elementos essenciais para o cumprimento das metas de eficiência energética.

No entanto, na consulta prévia a ERSE identificou a dualidade de posições dos interessados: (i) por um lado, é nos edifícios que se encontram uma parte importante do potencial de poupança energética e a sua integração no PPEC é uma mais-valia e uma medida de combate efetivo à pobreza energética; mas (ii) por outro lado, há instrumentos financeiros alternativos mais direcionados para esse efeito, dispensando a integração da promoção da eficiência do edificado no PPEC.

A ERSE considerou que a introdução destas medidas no PPEC implicariam consequências profundas, designadamente ao nível da implementação, prazos de execução e verificação das medidas, não compatíveis com o modelo de concurso existente.

Neste contexto, o CT tende a concordar com a não elegibilidade de medidas destinadas ao edificado sempre que existam projetos mais orientados para a este tipo de medidas ou outro tipo de financiamento alternativo.

Recorda ainda o CT que o PPEC visa, prioritariamente, a quebra de barreiras no acesso a medidas que determinem eficiência energética de preferência no curto prazo.

A literacia energética dos consumidores e a formação são áreas de atuação fundamentais, tendo nas anteriores edições do PPEC sido comparticipadas diversas medidas que visavam precisamente o aumento da literacia energética.

Relativamente ao incentivo de medidas que visam a realização de estudos de eficiência energética decorrentes das necessidades atuais, não se propõem alterações ao regime em vigor, continuando estas medidas a ser elegíveis para financiamento pelo PPEC. O CT concorda com esta abordagem da ERSE.

A ERSE, na consulta prévia sobre o PPEC, questionou de que forma se poderia incentivar uma maior participação de determinado tipo de promotores, como as associações de consumidores e as Instituições de Ensino Superior e Centros de Investigação tendo em conta a sua relevância: as primeiras devido à sua proximidade aos consumidores e à atividade de apoio e defesa dos interesses dos consumidores e as segundas por serem, por natureza, centros de excelência de conhecimento, de qualidade técnica e de inovação, que importa trazer para o PPEC.

O CT concorda com a proposta da ERSE de, na avaliação de medidas intangíveis no novo critério “capacidade de implementação”, valorizar as medidas para cuja realização contém com parcerias com as associações de consumidores e as instituições de ensino superior e centros de investigação.

5. PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO E PRAZOS DO PPEC

De acordo com as regras do PPEC, a frequência de candidatura ao PPEC é bienal, podendo as medidas intangíveis ter uma duração de implementação variável de um ou dois anos e as medidas tangíveis uma duração de dois anos.

No âmbito da consulta prévia, a ERSE equacionou o alargamento do período de implementação do PPEC de dois para três anos. O CT referiu nos seus comentários que *“considera não ser conveniente o*



alargamento do período de implementação do PPEC". Adicionalmente, o CT referiu que *"necessidades pontuais de prorrogação deverão ser requeridas pelos proponentes e analisadas e concedidas pela ERSE."*

O CT regista positivamente a proposta da ERSE, de manter o atual período de implementação do PPEC de dois anos, com possibilidade de prorrogação pelo prazo máximo de um ano, devendo para o efeito o promotor identificar, de forma fundamentada, as razões que impossibilitam a implementação das medidas, tal como aprovadas.

A ERSE apresenta a seguinte proposta de prazos de candidatura e de aprovação para a próxima edição do PPEC, incluindo-se uma comparação com os prazos atuais:

| Evento | Entidade | Proposta de novos prazos | Prazos atuais |
|---|------------|---------------------------------|---|
| Lançamento da edição | | 1 de julho (ano anterior) | 31 de janeiro |
| Apresentação de candidaturas | Promotores | 15 de outubro (ano anterior) | 15 de abril |
| Aprovação das candidaturas | | 29 de abril | 27 de setembro |
| Reclamação da aprovação das candidaturas | Promotores | 15 de maio | 15 de outubro |
| Aprovação final das candidaturas | | 19 de junho | 14 de novembro |
| Início da implementação | Promotores | 1 de julho | 1 de janeiro (ano seguinte) |
| Assinatura do termo de responsabilidade e aceitação | Promotores | Até 30 dias após a notificação | Até 30 dias após a aprovação final das candidaturas |

Nota: Todos os prazos apresentados dizem respeito a dias contíguos.

Fonte: Documento Justificativo

O CT considera positiva a proposta de alargamento dos prazos, a qual vai ao encontro da solicitação do CT.

6. DOTAÇÃO ORÇAMENTAL DO PPEC

O montante previsto e aprovado em anos anteriores no âmbito do PPEC deve ser uma referência para a determinação dos montantes a aprovar para o futuro no âmbito do PPEC.

Considerando que a execução orçamental de anteriores edições do PPEC foi inferior ao previsto, bem como o facto de se preverem novos mecanismos para atribuição dos recursos financeiros, em concreto, o mecanismo de sobre reserva (detalhado mais adiante), a ERSE propõe a manutenção do orçamento anual de 11,5 milhões de euros, o que se traduz num valor de 23 milhões de euros, para os dois anos.

De forma a garantir que os consumidores do setor elétrico não subsidiam medidas do setor do gás natural, e vice-versa, os valores serão repercutidos nas tarifas de cada um dos setores em função das medidas efetivamente aprovadas e implementadas em cada um deles. As medidas que promovam de forma integrada a eficiência energética nos dois setores serão repercutidas equitativamente por ambos.

Todavia, o CT considera ser necessário efetuar uma estimativa inicial dos valores a incluir no cálculo das tarifas de cada setor, por forma a que o operador da rede de transporte de cada um deles, após emissão da ordem de pagamento por parte da ERSE, detenha os recursos financeiros necessários para efetuar os pagamentos aos promotores. Para o cálculo dessa estimativa, propõe a ERSE a repercussão da dotação orçamental do PPEC em função das receitas do acesso às redes dos dois setores referidos, proposta que merece o acordo do CT.



7. IMPACTES TARIFÁRIOS DO PPEC

Verifica-se que, considerando o critério de repartição proposto pela ERSE, o impacto tarifário nas tarifas de acesso às redes é semelhante, sendo atingido o objetivo de equilibrar o impacto tarifário estimado para os dois setores.

Assumindo que os preços médios para as tarifas de acesso às redes e de venda a clientes finais, no ano 2021 e no ano gás 2020/2021, se mantêm relativamente aos anos anteriores, pode concluir-se que o orçamento para o PPEC teria um impacto nas tarifas de venda a clientes finais, de +0,16% no setor elétrico e de +0,05% no setor do gás natural.

O CT não pode deixar de reiterar a preocupação já manifestada em anteriores pareceres relativamente à relevância da não-subsidiação cruzada entre vetores energéticos.

Assim, parece adequada a proposta da ERSE de manter o orçamento global do PPEC e repercuti-lo na tarifa de uso global do sistema de cada setor (eletricidade e gás natural) em função das medidas aprovadas e efetivamente implementadas nos dois setores.

A ERSE propõe que, a título provisório, o orçamento do PPEC seja alocado em função das receitas das tarifas de acesso às redes de cada setor, e posteriormente seja efetuado o ajustamento em função das medidas aprovadas e efetivamente implementadas, proposta com a qual o CT concorda.

8. MECANISMO DE SOBRE RESERVA ORÇAMENTAL

Apesar do PPEC apresentar elevadas taxas de execução, por vicissitudes várias, têm-se registado, algumas desistências ou execução parcial na implementação das medidas, ficando o financiamento do PPEC por utilizar. Entre as causas mais referidas pelos promotores estão as dificuldades de financiamento/tesouraria dos promotores ou beneficiários para a aquisição dos equipamentos e a morosidade dos procedimentos de contratação pública. Adicionalmente, os recursos atribuídos a determinadas medidas não são, em muitos casos, totalmente gastos, acabando a maioria das medidas por ser totalmente executada com um custo inferior ao inicialmente previsto.

Verifica-se que o grau de execução das várias edições do PPEC tem vindo a diminuir, tendo atingido o seu mínimo no PPEC 2011-2012, devido a um elevado número de desistências associadas à crise económica e financeira.

Em alinhamento com a visão estratégica da UE, o PNEC 2030 estabelece claramente a eficiência energética como uma prioridade, pelo que importa maximizar a utilização dos recursos financeiros existentes. Neste contexto, a ERSE propõe que sejam aprovadas medidas cujo valor total exceda em 10% a dotação financeira do PPEC, em linha com o procedimento adotado nos quadros de fundos comunitários, que comprometem recursos acima da dotação orçamental disponível, em função do histórico de execução dos quadros comunitários anteriores, o que se designa por *overbooking*, de modo a assegurar-se a atribuição integral do financiamento programado, situação que merece o acordo do CT.

Fica também assegurado, de acordo com a proposta da ERSE que caso a implementação do PPEC ultrapasse o orçamento atribuído por via do mecanismo de sobre reserva (*overbooking*), proceder-se-á à cativação das verbas destinadas a edições futuras do PPEC.

O CT concorda com esta metodologia por permitir a execução de todas as medidas aprovadas. O CT alerta para a necessidade de ser assegurado que os promotores com candidaturas aprovadas, e que não tenham dotação no concurso, não sejam prejudicados no caso de não existirem futuras edições do PPEC no prazo de 2 anos, solicitando a clarificação das regras de aplicação do denominado regime *overbooking*.



9. COMPARTICIPAÇÃO DO PPEC

Considerando o histórico da comparticipação do PPEC nas suas várias edições, a ERSE propôs na consulta pública que, para as medidas tangíveis, a comparticipação pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros fosse incrementada de um valor mínimo de 20% para 25%.

Considerando que a maioria dos interessados na consulta pública prévia concordou com esta proposta, a ERSE incluiu no articulado das regras do PPEC, o aumento da comparticipação mínima pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros, nas medidas tangíveis, de 20% para 25%. Esta comparticipação terá de ser obrigatoriamente em equipamento, podendo incluir os custos de instalação dos mesmos, e aos consumidores beneficiários não pode ser solicitada qualquer outra comparticipação.

No que diz respeito às medidas intangíveis, a ERSE propôs na consulta pública prévia que fosse introduzida a obrigação de comparticipação mínima de 10% pelo promotor, pelos consumidores participantes e pelos parceiros, não tendo esta proposta obtido consenso por parte dos interessados na consulta pública prévia. Analisando o histórico de comparticipação nas medidas intangíveis, no passado verificaram-se níveis de comparticipação significativos, no entanto, na última edição do PPEC este valor reduziu-se substancialmente.

Assim, a ERSE considera que deve ser solicitada uma comparticipação obrigatória. Todavia, tendo em atenção os comentários efetuados na consulta prévia, a ERSE reviu a sua proposta, reduzindo para 5% a comparticipação mínima pelo promotor, pelos consumidores participantes e/ou pelos parceiros, nas medidas intangíveis.

O CT concorda que a introdução de uma comparticipação, na ordem dos 5%, a cargo dos promotores, nas medidas intangíveis, é uma forma de corresponsabilizar financeiramente os vários intervenientes na concretização das medidas.

10. LIMITES À DIMENSÃO DAS MEDIDAS

O aumento de medidas a implementar pelo PPEC no quadro do mesmo financiamento, quer em número de medidas, quer em diversidade de tipologias, quer em número de promotores, contribui para uma maior divulgação da promoção da eficiência no consumo, maximizando-se o efeito multiplicador do PPEC, e para a mitigação dos riscos de não execução de medidas.

Nestas circunstâncias, a abertura do PPEC a mais promotores, bem como a limitação da dimensão das medidas a implementar, concorrem para promover as dimensões anteriormente referidas.

Nas regras do PPEC em vigor são impostos limites à dimensão das medidas, em função do concurso e do respetivo orçamento, encontrando-se estabelecida a não elegibilidade das seguintes medidas:

- A. Medidas dos concursos destinados a todos os promotores, com custos candidatos ao PPEC superiores a 1/3 do orçamento definido para o respetivo concurso e segmento;
- B. Medidas dos concursos destinados a promotores que não sejam empresas do setor elétrico com custos candidatos ao PPEC superiores a 1/6 do orçamento definido para o respetivo concurso.

Considerando as diferenças existentes nas limitações à dimensão das medidas entre os concursos destinados a promotores que não sejam empresas do setor e os concursos destinados a todos os promotores, a ERSE propôs na consulta pública prévia harmonizar, para todos os concursos, os limites à dimensão de cada medida para 400 mil euros nas medidas intangíveis e 600 mil euros nas medidas tangíveis.



Unidades: milhares €

| | Todos os promotores | | | | Promotores que não sejam empresas do setor elétrico | |
|---------------------------------|---------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------|---|-----------|
| | Intangíveis | Tangíveis Indústria e agricultura | Tangíveis Comércio e serviços | Tangíveis Residencial | Intangíveis | Tangíveis |
| Orçamento PPEC 2017-2018 | 2 000 | 7 000 | 4 000 | 3 000 | 3 000 | 4 000 |
| Limite PPEC 2017-2018 | 667 | 2 333 | 1 333 | 1 000 | 500 | 667 |
| Limite Consulta Prévia | 400 | 600 | 600 | 600 | 400 | 600 |
| Limite proposta consulta | 400 | 800 | 800 | 800 | 300 | 500 |

Fonte: Documento Justificativo

Esta alteração visou garantir uma maior diversidade de medidas, aumentar o efeito multiplicador e de divulgação e diminuir o risco de incumprimento associado à implementação de medidas de grande dimensão.

Na consulta pública prévia, embora sem consenso sobre esta matéria, houve um número significativo de entidades que concordaram com a redução do valor máximo das medidas. Até os interessados que não são empresas do setor defenderam um valor mais reduzido da dimensão das medidas do que o indicado pela ERSE na consulta prévia. Isto naturalmente para os concursos que lhes são especificamente destinados.

Considerando os comentários apresentados pelos interessados na consulta pública prévia, a ERSE alterou a sua proposta inicial. O CT regista positivamente a intenção da ERSE de melhorar a execução do orçamento PPEC e de alargar a diversidade de medidas a aplicar.

11. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS TANGÍVEIS E INTANGÍVEIS NA PERSPETIVA DA REGULAÇÃO

O CT concorda que se mantenham as metodologias de avaliação das medidas tangíveis e intangíveis, alterando apenas o necessário para a inclusão do setor do gás natural.

Assim, uma das alterações que decorre da introdução do gás natural é a inclusão de um novo teste de elegibilidade para validar a poupança de energia primária (PEP). Este teste compara o consumo de energia primária (em tep) no cenário padrão com o consumo de energia primária (em tep) no cenário eficiente, apenas sendo elegíveis para o processo de avaliação e seriação as medidas com um PEP maior que zero.

Em relação aos critérios de avaliação e seriação na perspetiva da regulação, o CT concorda com a manutenção da metodologia de avaliação das medidas tangíveis com base em energia final, sendo indiferente a unidade de energia que se considere na valorização económica (em euros) das poupanças.

Os benefícios contabilizados são os custos evitados para o setor elétrico (ou do gás natural) e os benefícios ambientais.

O CT considera que seria desejável considerar outros benefícios, apesar de entender as limitações inerentes à dificuldade na sua valorização.

12. CRITÉRIOS MÉTRICOS DE SERIAÇÃO

Propõe a ERSE que a avaliação das medidas tangíveis, na perspetiva da regulação, seja realizada em duas fases:

- Uma fase de avaliação prévia de verificação da adequabilidade das medidas candidatas para serem consideradas elegíveis para financiamento pelo PPEC.
- A fase de seriação propriamente dita, em que as medidas consideradas elegíveis são avaliadas com base em critérios métricos e depois hierarquizadas por ordem decrescente de mérito.



Na fase de avaliação prévia pretende-se avaliar a elegibilidade de uma medida tendo em conta o impacto social e na poupança de energia primária.

A quantificação do impacto numa ótica social, das medidas de eficiência energética propostas ao PPEC é realizada através do “teste social”.

Neste teste é calculado o valor atual líquido (VAL) do ponto de vista social de cada medida tangível, sendo elegíveis para financiamento as medidas que apresentem mais valias do ponto de vista social, ou seja, medidas cujos benefícios, resultantes da sua implementação, sejam superiores aos custos sociais causados.

Os benefícios sociais resultam da soma dos custos evitados de fornecimento de energia com as externalidades evitadas pela medida. No PPEC atual são consideradas as externalidades que resultam dos benefícios ambientais e dos custos evitados de fornecimento de energia.

A ERSE optou por não incluir outras externalidades positivas, como o impacto na economia, nomeadamente ao nível do emprego e da produtividade. Entende o CT ser importante considerar estas vertentes no futuro, de forma a garantir todos os benefícios sociais que uma medida pode envolver.

13. PARÂMETROS DE VALORIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS MÉTRICOS

As atuais regras da ERSE preveem um conjunto de parâmetros harmonizados que permitem a valorização económica das medidas tangíveis. Estes parâmetros contribuem para a uniformização da valorização das medidas, procurando-se um tratamento igual.

As regras do PPEC atuais incluem os seguintes parâmetros:

- Taxa de desconto de benefícios e custos futuros, única para todas as medidas;
- Período de vida útil, específico das tecnologias, eficientes;
- Custos evitados de fornecimento de energia elétrica;
- Valorização do benefício ambiental.

Neste âmbito, as propostas apresentadas pela ERSE nesta consulta pública, incluem:

- ✓ a revisão dos parâmetros do setor elétrico (atualização dos valores publicados, introdução de novos equipamentos e eliminação de outros);
- ✓ a introdução de novos equipamentos em virtude da ampliação do PPEC para o setor do gás natural e respetiva definição de características, no que respeita a vida útil e consumo energético, e
- ✓ a revisão dos pressupostos para garantir a comparabilidade entre os dois setores energéticos (nomeadamente, custos evitados de fornecimento e valorização dos impactos ambientais).

O CT considera que as alterações apresentadas procuram responder à necessidade de atualizar os parâmetros em vigor e ainda incluir nova parametrização para as medidas que visem o setor do gás natural.

Destas alterações, o CT destaca as regras respeitantes à determinação de custos unitários evitados de fornecimento de energia (eletricidade ou gás natural), que assumem especial importância uma vez que, em futuras edições do PPEC, poder-se-ão propor medidas que consubstanciem uma transferência de consumos entre estes 2 vetores energéticos.

Assim, a ERSE propõe adaptar a metodologia de cálculo dos custos de fornecimento de energia, de modo a possibilitar a correta avaliação das medidas em que há transferência entre vetores energéticos, explicitando-se o conceito de custos unitários incorridos, à semelhança do conceito de custos unitários evitados, o que merece a concordância do CT.

O período de vida útil dos equipamentos tem um elevado impacto na avaliação das candidaturas, pois dele depende o número de anos de cálculo de poupanças. Pela sua importância, o CT entende que o período



de vida útil dos equipamentos deve ser reavaliado, pela ERSE, previamente ao lançamento de cada edição do PPEC.

14. APLICAÇÃO DE FATORES COMPORTAMENTAIS E DE RISCO ÀS POUANÇAS DE ENERGIA

A aplicação de fatores comportamentais no processo de seriação das medidas decorre da necessidade de apurar as poupanças de energia obtidas com a instalação de equipamento mais eficiente, as quais não dependem apenas das diferentes características dos equipamentos, mas também do comportamento do consumidor na utilização do novo equipamento.

No que respeita à aplicação de fatores comportamentais e fatores de risco, no essencial a ERSE mantém a metodologia atualmente existente, trazendo como novidade a aplicação do fator de risco promotor (FRp).

Este novo fator visa contribuir para a maximização da execução do PPEC, a ERSE propõe a redução de 10% das poupanças indicadas pelo promotor para efeitos de candidatura, quando este, em edições anteriores do PPEC, não tenha implementado as medidas aprovadas.

Não obstante o CT concordar com a introdução deste novo fator de risco, uma vez que visa responsabilizar os promotores pela completa execução das medidas, propõe que a penalização aplicada seja proporcional à percentagem de medidas não implementadas do total de medidas aprovadas aos promotores nos últimos 2 concursos.

Para além disso, o CT alerta que, em determinadas situações, deverá ter-se em consideração que os motivos que levaram à não execução das medidas aprovadas possam ser alheios aos promotores. Nestas situações, e desde que devidamente fundamentado, a ERSE deverá avaliar a não aplicação deste fator de risco ao promotor.

15. RELATÓRIOS DE PROGRESSO

Na sequência dos comentários recebidos no âmbito da consulta prévia, a ERSE propõe disponibilizar um formulário com conteúdo mínimo obrigatório dos relatórios de progresso semestral a apresentar pelos diversos promotores.

É mantida a periodicidade de apresentação dos relatórios de progresso em 6 meses, com prazo até 30 dias após o final do semestre.

Adicionalmente, é proposta a entrega de apenas um relatório de execução final, que coincide com o último relatório de progresso semestral, o qual deve ser enviado à ERSE até três meses após o fim de implementação das medidas, com o balanço global dessa implementação, os resultados do Plano de Medição e Verificação e os últimos custos incorridos.

O CT regista como positivas estas alterações que visam uma melhoria no reporte e harmonização da informação transmitida pelos promotores, simplificando o processo de análise e tratamento da mesma.

Finalmente, o CT sugere que sejam definidos *templates* dos relatórios de progresso e do relatório final.

16. PLANO DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO

Por forma a garantir a correta utilização dos fundos e perceber o sucesso e alcance das medidas implementadas, a ERSE impõe, para cada medida, a certificação das despesas por um Revisor Oficial de Contas e a definição e implementação de um Plano de Medição e Verificação (PMV) das poupanças energéticas obtidas.

A ERSE propõe ainda manter as condições impostas às entidades responsáveis pela execução do PMV, estabelecendo que, nas medidas tangíveis, devem ser entidades externas e independentes do promotor.

Segundo as regras, o relatório de execução final que se destina a avaliar a execução do PMV deve permitir:



- I. a verificação do cumprimento da medida de eficiência no consumo, ou a demonstração de eventuais desvios;
- II. a verificação dos pressupostos da medida (e.g. desempenho e utilização de um equipamento, os ganhos de eficiência face à tecnologia padrão, o custo das soluções mais eficientes);
- III. a determinação dos resultados efetivos, após implementação, face aos objetivos traçados e segundo indicadores definidos *a priori*.

Não tendo a ERSE conseguido encontrar uma solução de consenso relativamente à utilização de metodologias/protocolos *standard*, entendeu clarificar e sistematizar os conteúdos mínimos dos PMV, nomeadamente através de uma Orientação Técnica, baseada num documento recentemente publicado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos da América (EPA).

Esta solução merece o acordo do CT, por se revelar adequada a uma melhoria do reporte de informação relativamente ao resultado da execução das medidas implementadas.

Adicionalmente, o CT entende que o PMV é importante para medir os resultados e poupanças efetivamente atingidas, pelo que concorda com a ERSE que a existência do mesmo deverá ser condição obrigatória para a elegibilidade das candidaturas, bem como, com a aceitação dos custos com a sua execução para efeitos de comparticipação pelo PPEC.

No entanto, o CT reconhece que a sua implementação é difícil e complexa, particularmente no segmento residencial, desde logo pela dificuldade de os beneficiários aceitarem participar, mas também porque os mesmos frequentemente mudam os seus padrões de consumo entre a candidatura e a implementação efetiva da medida (o que dificulta a análise das medições efetuadas).

Importa também referir que o CT considera que a metodologia de verificação e medição de uma medida implementada numa instalação do sector industrial deverá ser diferente da metodologia a aplicar ao segmento residencial.

III

ESPECIALIDADE VETOR ENERGÉTICO: ENERGIA ELÉTRICA

Nesta secção o CT elenca, complementarmente, o seu parecer sobre a proposta da ERSE que versa temas específicos do vetor energético energia elétrica:

- A. Há medidas que o PPEC deve deixar de promover, por já não existirem barreiras de mercado relevantes, nomeadamente a utilização massiva de LED no segmento residencial. O CT concorda com a ERSE que a barreira de mercado à introdução de LED se encontra em grande parte vencida.

Para esta situação contribuíram também decisivamente as diversas campanhas informativas e de consciencialização que têm sido implementadas nos últimos anos. O CT concorda com a ERSE em que o PPEC deixe de promover medidas que promovam os LED no segmento residencial, exceto para os consumidores vulneráveis.

No caso de os beneficiários serem empresas, é relevante para essa avaliação a redução do consumo por unidade de produção.

- B. Igualmente, o CT concorda com a ERSE quanto à manutenção da promoção de soluções de gestão de consumos.
- C. Mobilidade elétrica



- No que diz respeito à mobilidade elétrica, o CT concorda com a ERSE que, no quadro do PPEC, não sejam elegíveis medidas que visem a instalação de postos de carregamento ou o incentivo à compra de veículos elétricos, uma vez ~~que~~ que já existem incentivos financeiros e fiscais neste sentido e essas medidas não garantem, por si só, ganhos de eficiência.
- No que concerne a medidas que promovam a literacia energética e a formação dos consumidores, o CT considera esta uma área de atuação fundamental e urgente, e reforça o que plasmou no seu [parecer](#) à 78ª Consulta Pública sobre a proposta de alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica:

“A adaptação das instalações de utilização elétricas dos edifícios coletivos em propriedade horizontal é matéria que suscita preocupação ao CT, considerado o conhecimento da desadequação das instalações existentes em exploração e da escassa divulgação das regras hoje em vigor.

O CT tem presente o Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos, que visa as instalações elétricas em edifícios, publicado no site da DGEG, www.dgeg.pt, estudado e produzido pela Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica – CTE 64, com data de Março de 2015, atualizada em 2017.

Noutra dimensão da questão, o CT também tem conhecimento de situações que têm ocorrido, e continuam a ocorrer, em condomínios, que incorporam a manifesta impreparação dos mesmos para abordar esta temática. A crescer, assinala-se a proliferação, algo acentuada, de veículos elétricos postos à carga por ligações efetuadas por extensões elétricas entre a habitação do dono do veículo e a via pública, onde a viatura estaciona, com evidente atropelo das normas mais elementares da segurança de pessoas e bens.

Para o CT, o atual estado significa um evidente divórcio entre as regras adequada e oportunamente criadas e o conhecimento público das mesmas.

Perante esta evidência, o CT não pode deixar de recomendar a realização de campanhas públicas de informação sobre o tema, coordenadas entre a ERSE e a DGEG, com o apoio das associações de defesa dos consumidores e dos distribuidores de energia elétrica em baixa tensão.”

[...]

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 31 de março de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural** ◆ [\[Consulta Pública n.º 81\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²¹²

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a “*Proposta de fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do setor elétrico e do setor do gás natural*”, cabendo ao CT emitir parecer até 28 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico emite o seguinte parecer:

I GENERALIDADE

A. A presente proposta de revisão regulamentar e de fusão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) para os [setores elétrico](#) e do [gás natural](#), tem por objetivos a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, face ao desenvolvimento tecnológico e do mercado bem como ao contexto legal nacional e europeu, facto que o CT regista positivamente.

Complementarmente, a evolução do mercado tem tornado mais frequente a existência de ofertas duais (que contemplam a eletricidade e o gás natural) sendo desejável que a regulamentação aplicável, em matéria de relacionamento comercial, seja síncrona entre os dois setores.

Atualmente estão em vigor dois RRC, um para o setor da Energia Elétrica (EE) e um para o setor do Gás Natural (GN), não obstante ambos abordarem matérias de relacionamento comercial, bem como matérias relacionadas com ligações e medição, e terem uma estrutura similar.

A existência de diversos temas nos RRC que são comuns a ambos os setores, de que são exemplo o relacionamento comercial, as obrigações para com os clientes, a resolução de conflitos, a informação a prestar à ERSE e bem assim os princípios e disposições gerais, cujo cumprimento é independente da natureza do setor a que se aplicam, justificam que as matérias de relações comerciais dos setores da energia elétrica e do gás natural sejam regulamentadas através de um RRC único.

Assim, o CT considera positiva a intenção de se proceder à fusão dos regulamentos de ambos os setores, através de uma reorganização sistemática do texto regulamentar, de modo a torná-lo mais próximo e acessível aos seus destinatários finais, seja por reorganização dos temas, seja por integração de disposições num mesmo perímetro de texto regulamentar, reconhecendo que uma harmonização facilita a dinâmica de mercado e uma comunicação mais simples com os clientes.

O RRC agora proposto é apresentado com a seguinte estrutura:

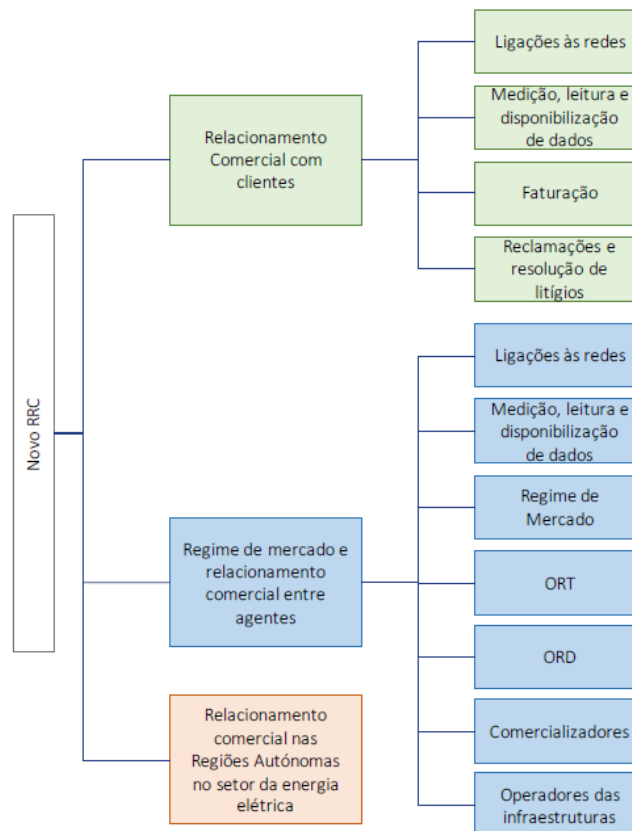
1. Capítulo I - destinado às disposições iniciais, em que se estabelece o âmbito e objeto do regulamento, as definições utilizadas no texto regulamentar, a identificação dos sujeitos intervenientes e os princípios gerais seguidos, incluindo as obrigações de serviço público.

²¹² Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

2. Capítulo II - consolida todas as disposições mais relevantes de relacionamento comercial com os consumidores ou clientes finais, com particular consolidação das disposições regulamentares relativas ao estabelecimento, operação e cessação do contrato de fornecimento, faturação e pagamento, regime da caução, a par de outras matérias com enfoque mais direto no cliente final e relativas a ligação à rede e a medição e leitura. Dada a natureza do capítulo, uma parte muito significativa das disposições dele constantes são comuns aos dois setores com uma mesma redação.
3. Capítulo III - estabelece o regime de mercado e o relacionamento comercial entre agentes, que, assim, procura sistematizar as disposições regulamentares relativas a relacionamentos comerciais que não envolvem diretamente o cliente final. Este capítulo agrega o conjunto mais significativo de regras relativas ao estabelecimento de ligações às redes e de leitura e medição, que, em parte relevante, apresentam especificidade ao setor a que se aplicam. Também neste capítulo são sistematizadas numa única secção as obrigações relativas a prestação de informação e ao reporte desta, incluindo à ERSE.
4. Capítulo IV - relativo ao relacionamento comercial nas regiões autónomas (RA) dos Açores e da Madeira no setor elétrico, que replica, no essencial, o regime já existente para o Continente, com a consideração da organização específica existente nas referidas RA.
5. Capítulo V - de disposições finais, que integra as relativas aos atos da ERSE de fiscalização do contexto regulamentar, ao regime sancionatório aplicável, as de subregulamentação previstas no regulamento e a entrada em vigor.

De acordo com o proposto pela ERSE, o novo Regulamento de Relações Comerciais passará a ter uma organização interna nos termos resumidos na figura 2.

Figura 2 – Estrutura proposta para o novo RRC



Fonte: ERSE - Documento justificativo da proposta de fusão dos RRC dos setores elétrico e do gás natural; p. 8.



A ERSE, na proposta agora em apreço, para além da fusão dos Regulamentos, com a consequente reorganização do próprio texto regulamentar, procede a um conjunto de alterações relativas às seguintes matérias:

- Aspectos do relacionamento comercial com clientes;
- Interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente no setor elétrico;
- Faturação dos encargos de acesso durante o período de interrupção;
- Regime da cessação do contrato de fornecimento;
- Regime de tratamento da dívida a comercializadores;
- Consolidação de aspetos relativos à diferenciação de imagem;
- Tratamento do regime do autoconsumo;
- Previsão das modalidades de agregação e representação;
- Consideração do modelo de gestão de riscos e garantias.

Por outro lado, o CT regista como positivo que a consolidação, num anexo, de matérias de subregulamentação até agora avulsas e dispersas, torna mais efetiva a compreensão de todo o regulamento. Este processo permite incorporar as disposições específicas, de carácter muito técnico ou de elevado detalhe, sem prejuízo da sua revisão quando necessária.

O CT considera adequada esta solução, sem prejuízo de ficar consagrado expressamente no regulamento que a revisão da subregulamentação, para além de seguir um processo autónomo, deve observar um regime específico mais simplificado, salvo nas situações em que a entidade reguladora face às matérias a tratar tenha outro entendimento.

No conjunto de disposições de subregulamentação incluídas na presente proposta constam as seguintes matérias:

1. Prestação de informação contratual e pré-contratual;
2. Procedimentos operativos para acertos de faturação;
3. Rotulagem de energia, sendo uma secção destinada a energia elétrica (Anexo III.A), já existente, e outra relativa ao setor do gás natural, a ser aprovada posteriormente;
4. Ligações às redes, sendo uma secção destinada a energia elétrica e outra relativa ao setor do gás natural;
5. Procedimentos de mudança de comercializador, nos setores elétrico e do gás natural;
6. Codificação do registo individualizado de agente;
7. Procedimentos de aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial;
8. Regras relativas a gestão de riscos e garantias no SEN; e
9. Um conjunto de disposições que integravam os RRC do setor elétrico e do setor do gás natural é proposto que passem a integrar o conteúdo dos Regulamentos Tarifários do setor elétrico e do setor do gás natural e do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do setor do gás natural. Estão incluídas neste conjunto as disposições contantes do Anexo IX ao próprio RRC proposto, que comportam um total de 18 disposições para o setor elétrico e 26 relativas ao setor do gás natural.



Por seu turno, tanto o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) de ambos os setores, como o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema ([MPGGS](#)) para o setor elétrico e o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema ([MPGTG](#)) para o setor do gás natural, não são integrados como anexos ao próprio texto regulamentar visto apresentarem um detalhe, especificidade e características que a ERSE entende não serem compatíveis com o exercício de integração no texto regulamentar propriamente dito.

B. LEI N.º 5/2019, DE 11 DE JANEIRO

A ERSE identificou o processo de fusão dos RRC do setor elétrico e do setor do gás natural como uma oportunidade para a necessária adaptação ou revisão de alguma das normas regulamentares em vigor que considera desajustadas.

Nesse sentido, a ERSE, em março de 2019, aquando da realização da consulta prévia no âmbito da Lei n.º5/2019, de 11 de janeiro, – preparação do processo de revisão regulamentar do regulamento de relações comerciais – mencionava na documentação em consulta que *“é objetivo da ERSE recolher contributos da generalidade dos interessados nos setores elétrico, do gás natural e do GPL e dos combustíveis derivados do petróleo, de modo a estabelecer, de forma clara, objetiva e participada, os desenvolvimentos regulamentares que garantam aos respetivos consumidores o seu direito de informação”*. Acrescentava ainda que *“a referida lei estabelece os aspetos que devem estar detalhados na fatura de fornecimento de energia elétrica e gás natural e solicita à ERSE que divulgue os procedimentos e regras relativos a tal exigência legislativa”*.

Assim, era expectável que a atual revisão incluisse a regulamentação das regras referentes ao dever de informação constantes da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro. A este respeito, refere a ERSE, no documento justificativo em consulta pública, que procedeu a uma análise de conformidade das normas do RRC com as regras e procedimentos previstos na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, concluindo que a lei em apreço é auto-exequível e a sua aplicação não carece de regulamentação específica.

O CT manifesta discordância com o entendimento da ERSE.

O CT considera que a referida lei contém diversas disposições que carecem de aprofundamento regulamentar de forma a assegurar a necessária certeza jurídica na sua implementação. Aliás, sublinha o CT, a expressa dependência, entre outras, da publicação de procedimentos e regras pela ERSE e pelo OLMC, nos termos dos artigos 23.º e 24.º do diploma.

Nesse sentido, o CT reconhece que a ausência de regulamentação específica poderá conduzir a uma interpretação dissonante das normas pelos diversos agentes, comprometendo o objetivo de reforço e uniformidade do dever de informação dos comercializadores.

Por último, o CT regista que, no que respeita aos setores do GPL e dos combustíveis derivados do petróleo, a ERSE teve um entendimento diferente e aprovou recentemente a necessária regulamentação.

O CT não compreende as razões para um tratamento diferenciado para o setor elétrico.

C. DEFINIÇÃO DE “CLIENTE” E “CONSUMIDOR”

Na presente proposta, a ERSE introduz pela primeira vez uma distinção entre clientes e consumidores, quando o atual RRC do setor elétrico dispõe no seu artigo 9.º que os conceitos de cliente e consumidor são utilizados como tendo o mesmo significado.

A ERSE propõe assim que se defina como cliente todo aquele que compra energia elétrica ou gás natural para consumo próprio, e como consumidor todo aquele que compra energia elétrica ou gás natural para um uso não profissional.



Depreende-se que a distinção proposta decorre da Lei de Defesa do Consumidor (Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na sua redação atual), que consagra que é consumidor *todo aquele a quem sejam fornecidos bens, prestados serviços ou transmitidos quaisquer direitos, destinados a uso não profissional, por pessoa que exerça com carácter profissional uma atividade económica que vise a obtenção de benefícios*.

Para efeitos de estabelecimento das regras de relacionamento comercial, aceita-se que os clientes do segmento doméstico merecem uma proteção distinta, em virtude da sua maior vulnerabilidade.

Como tal, a introdução da definição de consumidor pela ERSE justificar-se-á desse ponto de vista, uma vez que se procura uma maior adequação desta regulamentação com a legislação já existente de proteção dos direitos do consumidor.

No entanto, o CT considera que se deverá refletir sobre esta alteração, uma vez que o conceito de consumidor é utilizado no setor atualmente com outro significado, admitindo-se que sejam consumidores de energia elétrica também aqueles que têm uma atividade profissional.

Por outro lado, entende o CT que a ERSE deverá na sua proposta explicitar como se irá operacionalizar esta distinção.

Uma vez que tal distinção terá efeitos apenas no que respeita ao relacionamento comercial, e com o objetivo de conceder uma proteção adicional aos consumidores, decorrente da já existente legislação de defesa dos consumidores, o CT considera adequada a proposta.

II

ESPECIALIDADE

A. ALTERAÇÕES AO NÍVEL DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES

1. Aspetos do relacionamento comercial com clientes

a) Legitimidade para a contratação

A presente proposta de RRC introduz os requisitos que permitem aferir a legitimidade para contratar, o que deverá ser avaliado pela apresentação de título válido para a ocupação do imóvel.

Assim, o artigo 20.º da proposta considera para aquele efeito, o direito de propriedade ou outro direito real sobre o imóvel, ou ainda um direito que legitime a ocupação do imóvel, como o contrato de arrendamento ou de comodato.

O CT recomenda que se clarifique que esta nova regra deverá aplicar-se apenas a contratações iniciais e a mudanças de titularidade. Entende o CT que nas situações em que se mantêm inalterados o CPE e o titular do contrato, não deverá ser necessária uma aferição de legitimidade.

O CT alerta para a necessidade de ser clarificado regulamentarmente qual o procedimento em caso de contratos realizados à distância.

Por outro lado, o CT sublinha a necessidade de se monitorizar o potencial impacto desta regra com os requisitos de atribuição de tarifa social, uma vez que é requisito de atribuição deste desconto, que o titular do contrato de fornecimento seja o mesmo que pode beneficiar da tarifa, o que nem sempre significa que este tenha um documento em seu nome que possa atestar a legitimidade para contratar.

Adicionalmente, o CT sugere que a ERSE avalie a possibilidade de o cliente apresentar uma declaração de honra, em situações excecionais, a exemplo do sucedido numa primeira fase com a verificação da elegibilidade para a tarifa social.



b) Obrigação de contratar, renovações e alterações contratuais

Ao abrigo do artigo do art.º 14 - Obrigação de apresentação de propostas contratuais - o comercializador em regime de mercado que pretenda abastecer clientes em baixa tensão normal, deve disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na internet, propostas de fornecimento de energia.

Adicionalmente, reforça-se que as propostas vinculam o comercializador, que fica sujeito à celebração do contrato nesses termos em caso de aceitação por parte do cliente.

Relativamente a este ponto, considera o CT que esta obrigação deve abranger apenas consumidores; na nova aceção proposta, ou seja, todos aqueles que comprem energia elétrica para um uso não profissional.

Por outro lado, o artigo 68.º - Alteração unilateral do contrato pelo comercializador – define que o comercializador pode propor uma alteração das condições contratuais (aplicável ao período seguinte) no final de cada período contratual e no decurso de um período contratual, apenas uma vez, de forma fundamentada, em situações excecionais e objetivamente justificadas, as quais devem estar previstas no contrato de fornecimento, e exceto se estiver em curso um período de fidelização.

Define ainda o n.º 3 do mesmo artigo, que o comercializador deve enviar as novas condições contratuais ao cliente com uma antecedência mínima de 30 dias relativamente à data em que passem a aplicar-se, informando o cliente do direito à denúncia do contrato.

O CT entende que deve ser clarificado que as condições previstas no artigo 68.º da proposta apenas se aplicam às componentes livremente negociadas com os clientes, designadamente custo da energia, custos associados à prestação do serviço e custos de estrutura, na medida em que, tal como esclarecido pela ERSE, os comercializadores apenas internalizam nas suas ofertas aos clientes a tarifa de acesso às redes, fixadas pela ERSE.

No mesmo sentido, o CT entende que esta norma deverá ser adaptada para os CUR, uma vez que a alteração das tarifas não poderá ser comunicada com o prazo de antecedência aqui previsto, em virtude do calendário de fixação de tarifas do SEN.

c) Fidelização

Uma das alterações propostas pela ERSE no âmbito do relacionamento comercial com os clientes diz respeito à fidelização contratual, passando esta temática a constar de uma regra autónoma.

Esta regra estipula que a proposta contratual deve referir, de forma clara, separada e destacada a existência de um período contratual, o benefício que o justifica e a sua quantificação expressa, bem como a duração do período de fidelização.

Também conceptualiza os limites para o cálculo da compensação pelo incumprimento do período de fidelização contratado por parte do consumidor.

A regra proposta pela ERSE estabelece, assim e na prática, que *“a indemnização devida não pode ter um valor superior ao do benefício que o justifica, deduzido do valor da amortização desse benefício em função do tempo decorrido desde a estipulação do período de fidelização.”*

O CT considera que a formulação proposta não corresponde integralmente ao estipulado na Diretiva 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, cujo artigo 12.º/3 estabelece que *“as compensações pela quebra da fidelização devem ser proporcionadas e não podem exceder as perdas económicas diretas para o comercializador, ou para o participante no mercado envolvido na agregação resultantes da rescisão do contrato pelo cliente, incluindo os custos de quaisquer investimentos ou serviços agrupados que já tenham sido prestados ao cliente como parte do contrato.”*



Por outro lado, a proposta introduz o conceito de “benefício” que, não sendo minimamente enquadrado regulamentarmente, deixa na esfera do agente económico uma total e unilateral determinação do seu montante, atribuído como contrapartida pelo período de fidelização.

O CT não pode deixar de realçar a analogia da proposta da ERSE com o que existe atualmente no setor das comunicações eletrónicas, setor alvo de um volume elevado de reclamações precisamente relacionadas com os elevadíssimos custos de rescisão antecipada determinados pelas operadoras.

Atento ao exposto, o CT recomenda que a ERSE defina um quadro equilibrado com vista à determinação objetiva, e comprovável, do benefício anunciado ao consumidor em troca de um período de fidelização, para prevenir situações de manifesta desproporção face à realidade das condições sócio económicas das famílias portuguesas.

Por último, o CT considera que estas regras deverão apenas respeitar a consumidores na aceção agora proposta pela ERSE, uma vez que a contratação no setor empresarial é feita em moldes distintos.

d) Aceitação da proposta, mudança de comercializador e alterações contratuais em suporte duradouro

A proposta define, no art.º 19.º, que o registo em suporte duradouro deve ser conservado pelo prazo de 5 anos ou pelo tempo de duração do contrato acrescido do prazo de caducidade ou prescrição quando este tenha duração superior.

Nota o CT, que esta disposição foi estabelecida no Regulamento n.º 854/2019, que aprova o regulamento da mobilidade elétrica.

O CT considera que, para o SEN, a introdução do dever de conservação em suporte duradouro pelo prazo mínimo de 5 anos pode revelar-se desajustado, tendo em consideração o correspondente aumento de custos que os agentes de mercados vão suportar.

Nesse sentido, o CT considera que a ERSE deverá ponderar a redução do prazo mínimo de acordo com os objetivos que pretende aferir, nomeadamente, a auditabilidade dos factos.

e) Compensações

Na proposta de articulado a ERSE no Art.º 65.º, ponto 3, refere:

“Qualquer compensação devida por comercializadores ou operador de rede, nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço, deve ser paga, na ausência de disposição especial, no prazo máximo de 30 dias contado da prática do facto que originou o direito à compensação”.

Este Artigo parece não estar em consonância com o Art.º 93.º do RQS, ponto 1, que refere:

“Sempre que haja lugar ao pagamento de compensações a um cliente, o comercializador deve informar o cliente do direito de compensação e proceder ao crédito do seu valor, independentemente de solicitação por parte do cliente, o mais tardar na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.”

O CT alerta a ERSE para a necessária uniformização dos regulamentos para evitar interpretações distintas relativas aos prazos de pagamento das compensações devidas aos clientes.

O CT sublinha que a proposta de redação do Art.º 65.º pode implicar a disponibilização de faturação autónoma de ciclo, o que implica custos adicionais para as empresas reguladas.

O CT recomenda que a compensação ao cliente se materialize no ciclo de faturação seguinte à análise dos factos, devendo esta ocorrer no período de 30 dias.

f) Faturação durante o período de interrupção



No que respeita à suspensão dos encargos de acesso às redes durante a interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, a ERSE no documento justificativo refere o seguinte:

“... Os atuais Regulamentos de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás natural preveem ainda que, durante esse prazo de interrupção, a faturação dos encargos com a potência contratada, no caso da eletricidade (artigo 130.º)”;

“... a ERSE tem vindo a consolidar a perceção de que, em grande parte dos casos em que estas interrupções ocorrem sem o correspondente restabelecimento do fornecimento, os clientes acabam por não pagar estes valores, recaindo assim os respetivos encargos sobre os comercializadores”;

“... na circunstância de haver uma interrupção motivada por falta de pagamento do cliente final, o comercializador é já onerado com os encargos de acesso respeitantes ao período faturado e não recebido, sem que os possa repassar ao distribuidor. Se o procurasse fazer, nos termos do contrato de uso das redes, entraria em incumprimento de responsabilidades, o que habilitaria o operador de rede a acionar (no ainda regime de garantias em vigor para o setor elétrico) a garantia prestada por conta desses valores”.

“... não estando a atividade dos comercializadores diretamente relacionada com os encargos do acesso às redes, nem podendo a eles obviar em situação de incumprimento pelo seu cliente, é entendimento da ERSE que o atual quadro regulamentar deve buscar uma situação mais equilibrada no que aos encargos decorrentes de incumprimentos de clientes diz respeito. Assim, entendeu a ERSE agora propor que, sempre que esteja interrompido, por facto imputável ao cliente, o fornecimento de eletricidade ou de gás natural, se suspenda a faturação dos encargos de acesso às redes para a instalação consumidora em causa”.

O CT concorda com a suspensão da faturação da potência contratada nos termos do Art.º 49.º.

Entende o CT, que a ERSE deve ponderar a recuperação dos valores não faturados durante a interrupção, nos casos em que ocorra o restabelecimento de fornecimento de energia elétrica.

Adicionalmente, o CT considera que a ERSE deve explicitar claramente como ocorre a faturação pelos comercializadores de outras rubricas no período de interrupção, nomeadamente a contribuição para o audiovisual e a taxa de exploração.

Por outro lado, em caso de não restabelecimento do serviço e consequente cessação contratual, deverá considerar-se que essa cessação ocorre à data da interrupção do fornecimento.

2. Interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente no setor elétrico

No seu clausulado, o RRC articula os principais deveres que o cliente de energia elétrica tem de cumprir para manter o direito à manutenção do fornecimento que contratou.

Pode considerar-se que esses deveres se dividem em duas áreas principais: a técnica/legal e a contratual.

No domínio dos deveres técnicos e legais o RRC estipula como motivos para interrupção:

- A caducidade da licença de instalação provisória;
- A alteração da Instalação de Utilização (IU) não aprovada pela entidade administrativa competente;
- A cedência não autorizada de energia elétrica a terceiros;
- O incumprimento de leis e regulamentos no que respeita à segurança de pessoas e bens;
- Que a IU seja origem de perturbações que afetem a qualidade de serviço a outras IU.

No domínio dos deveres contratuais, o RRC considera que a interrupção pode ocorrer:

- Na inexistência de contrato de fornecimento para um cliente;
- Na inexistência de contrato de uso das redes para um cliente que seja agente de mercado;



- No impedimento de acesso ao equipamento de medição ou impossibilidade de acordar data para a sua leitura extraordinária;
- Em situação de procedimento fraudulento ou na falta do pagamento devido por este;
- No impedimento da instalação de dispositivos de controlo de potência em contratos de BTN;
- A solicitação do comercializador por falta de pagamento;
- A solicitação do comercializador por falta de caução ou pela sua não atualização.

O RRC prevê ainda os prazos e pré-avisos indispensáveis à informação em tempo útil do motivo que pode levar à suspensão do fornecimento de energia elétrica, bem como a quem é atribuída a responsabilidade pelo pagamento dos custos respeitantes à interrupção e ao restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

O CT constata que este conjunto de disposições regulamentares tem uma estrutura já devidamente consolidada entre os diversos agentes do sector elétrico e suficientemente conhecida pelos clientes a partir da informação disponibilizada, nomeadamente pelos comercializadores com quem contratualizam o fornecimento.

Na fusão de regulamentos foi ainda considerado um conjunto restrito de alterações, uma das quais está inserida neste capítulo e tem significado social e organizativo relevante.

Define o ponto 3 do Art.º 78.º que, nos clientes com contrato de fornecimento em BTN, a interrupção de fornecimento tem de ser antecedida de uma redução de potência contratada para 1,15 kVA.

Esta disposição está, no entendimento do CT, estabelecida de forma menos adequada, já que engloba situações tecnicamente incorretas e operacionalmente difíceis de concretizar.

Ao endereçar-se a aplicação desta nova disposição regulamentar ao universo dos clientes BTN, não foram tidos em conta os seguintes aspetos:

1. A dificuldade de, em situação de pré-aviso de interrupção de fornecimento, o cliente estar no local de consumo para permitir o acesso ao Dispositivo de Controlo de Potência (DCP).
2. A dificuldade operacional de, no ato da religação, o cliente ter de estar sempre presente para dar acesso ao DCP, de molde a permitir a sua regulação para a potência contratada.
3. O incremento no preço dos serviços a pagar pelos comercializadores, que os debitarão aos clientes, porquanto a sequência de operações passará de
 - a. interrupção e restabelecimento,
para
 - b. regulação de DCP, interrupção, religação e regulação de DCP.
4. É referida a alteração da regulação para 1,15 kVA, sem estar devidamente considerada a configuração técnica dos equipamentos instalados, que pode resumir-se:
 - a. Nos contratos de fornecimento com potência contratada superior a 3,45 kVA, os DCP instalados têm gama de regulação de 15/45 A e de 60 A
 - b. Nas IU com alimentação trifásica, a gama de potências contratadas regulamentares tem o valor mais baixo em 3,45 kVA.
 - c. A potência de 1,15 kVA corresponde, numa instalação trifásica, a uma intensidade de corrente de 1,662 A.



Entende o CT dever sugerir, que o RRC considere que a redução de potência contratada nas situações solicitadas pelo comercializador por falta de pagamento fique definida para 1,15 kVA nas instalações monofásicas e 3,45 kVA nas instalações trifásicas e que esta redução só se aplique aos contadores inseridos em redes inteligentes.

Este último facto permitiria reduzir o custo acrescido com a execução de mais ações na instalação de consumo, uma vez que as operações à distância têm um preço regulado bem mais reduzido.

3. Independência no exercício das atividades do CUR e ORD

No Regulamento de Relações Comerciais (RRC) em vigor foram estabelecidas exigências de independência a aplicar aos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) [Art.º 57.º] e aos Comercializadores de Último Recurso (CUR) [Art.º 80.º], cumprindo com as diretivas comunitárias transpostas para legislação nacional.

A obrigação de separação (“*unbundling*”), no caso do ORD de energia elétrica ou do CUR fazer parte de uma empresa verticalmente integrada, resulta de normas da União Europeia, devendo ser assegurada na forma jurídica, de organização e de tomada de decisões.

Para os ORD e CUR são estabelecidas práticas de independência e de diferenciação de imagem e de comunicação, para evitar uma eventual confusão entre empresas.

Tendo por base o enquadramento da legislação comunitária e nacional, o CT destaca que as exigências de independência e de diferenciação devem procurar manter um equilíbrio entre esses objetivos e a necessidade de evitar custos excessivos nas empresas sujeitas a regulação, com impactos nas tarifas reguladas, por forma a respeitar o princípio da proporcionalidade que deve reger a atividade administrativa.

Nesta proposta de RRC, a ERSE introduz uma alteração consubstanciada no n.º 4 do Art.º 338.º, e no n.º 7 do Art.º 354.º, e que estabelece que fica vedado aos ORD e aos CUR *“a partilha com qualquer das restantes empresas do grupo em que se encontra verticalmente integrado dos sistemas ou equipamentos informáticos, das instalações materiais, dos sistemas de segurança, dos recursos jurídicos, contabilísticos, ou o recurso aos mesmos prestadores ou contratantes externos.”*

O n.º 6 do Art.º 338.º vem ainda dispor que *“No setor da energia elétrica, o disposto no presente artigo aplica-se apenas aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.”*

Considera o CT que as normas ora sugeridas devem ser reavaliadas face aos objetivos que se pretendem atingir, uma vez que poderão gerar um impacto negativo sobre os custos das atividades reguladas.

Mais entende o CT que no estabelecimento de eventuais restrições à contratação, deverá a entidade reguladora ter em conta as condições de mercado ao nível da prestação de serviços.

Atendendo à importância desta matéria, e considerando que a mesma não foi mencionada na apresentação da proposta, nem que sobre mesma é feita qualquer referência no documento justificativo, entende o CT que a entidade reguladora deverá fundamentar estas opções, apresentando uma análise do inerente custo-benefício.

4. Previsão das modalidades de agregação e representação

O quadro legal europeu aplicável ao mercado interno da energia prevê um conjunto de novos operadores económicos, que desempenhem atividades como sejam as de agregação independente e de representação em mercado.

No contexto legal e regulamentar nacional, foram também introduzidas as figuras de agregador e de facilitador de mercado e os novos conceitos de intermediação e contratação com terceiros, suplementares aos anteriormente existentes.



No essencial, entende a ERSE que a principal distinção entre os conceitos de agregação e de representação se prende com o perímetro de responsabilidades que está associado à atividade:

- No conceito de agregação, a entidade que lhe dê corpo assume diretamente os direitos e obrigações decorrentes da participação em mercado;
- Na modalidade de representação, esses mesmos direitos e obrigações continuam na esfera da entidade representada.

A presente revisão do RRC vem integrar as novas modalidades já anteriormente introduzidas em diferentes documentos e consolidar e clarificar as atividades que lhe estão associadas.

Neste sentido o articulado proposto estabelece:

Art.º 2.º - Definições;

Art.º 234.º e 249.º - Modalidades de contratação em mercado retalhista e em mercado grossista;

Art.º 261.º a 264.º - Tratamento específico destas modalidades de participação em mercado;

Art.º 319.º - Participação da procura.

Como a ERSE reconhece na proposta em análise: *“Uma parte muito substancial da complexidade de implementação – para não dizer a quase totalidade – está intrinsecamente associada com a concretização da referida subregulamentação de que o Regulamento de Relações Comerciais constitui norma habilitante.”*

Da análise do clausulado e do documento justificativo da proposta, resulta claro que a atuação destas entidades está dependente da alteração e aprovação das regras de subregulamentação previstas no RRC, em particular as que respeitam a questões de medição e disponibilização de dados para o setor elétrico (que integram o respetivo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados), ou a questões associadas à participação em mercados de serviços de sistema ou de balanço (constantes do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema).

Considerando a importância de que estas atividades se desenvolvam num quadro regulatório estável e previsível, o CT recomenda o desenvolvimento urgente da referida subregulamentação.

5. Mudança de comercializador

No que respeita ao processo de mudança de comercializador, a proposta de fusão do RRC não introduz alterações.

No entanto, decorrente da recente aprovação do pacote comunitário: *Energia Limpa para todos os Europeus*, a Diretiva Comunitária 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, estabelece que até 2026 o procedimento técnico de mudança de comercializador no setor elétrico não deverá exceder as 24 horas.

Adicionalmente, o CT reconhece que os atuais prazos médios de mudança de comercializador em Portugal são inferiores ao prazo de 3 semanas estabelecido nos RRC de ambos os setores. Para o setor de eletricidade, o CT sugere que seja já delineado um calendário gradual de redução daquele prazo, com vista à promoção de prazos mais reduzidos e ao gradual cumprimento do objetivo consagrado na Diretiva Comunitária.

No entanto, o CT salienta que esta redução de prazo está dependente da decisão de *roll-out* dos contadores inteligentes.

6. Subregulamentação: rotulagem

O CT considera que as alterações introduzidas na informação referente à rotulagem, já na redação da Diretiva n.º 16/2018, representam uma perda de qualidade da informação ao nível dos dados facultados aos clientes nas faturas, sobretudo quando aplicada aos sistemas insulares: apresentar a informação



agregada para a RAA e RAM, onde existem sistemas isolados com realidades distintas, poderá conduzir à desvalorização da informação prestada, ou ao aumento da confusão para os clientes.

Por exemplo, os clientes da ilha do Corvo, onde atualmente a produção é 100% térmica, recebem na sua fatura informação de que a sua energia tem como fontes a geotermia, hídrica ou eólica.

O CT evidencia que a informação disponibilizada ao cliente, nomeadamente a referente à rotulagem de energia, deve contribuir para a sua literacia energética.

O CT também constata uma desarticulação entre o período referente ao *mix* energético, em dois Artigos.

A proposta para o Artigo 56.º refere:

“1 - Sem prejuízo do disposto na lei, os comercializadores devem especificar nas faturas de energia elétrica ou na documentação que as acompanhe, de forma clara e compreensível para os seus clientes, nos termos aprovados pela ERSE, as seguintes informações:

a) contribuição de cada fonte de energia para o total de energia elétrica fornecida aos seus clientes no ano civil anterior”.

Este artigo parece contradizer o referido no Anexo III.A, Artigo 15.º, n.º 1:

“1 - Os comercializadores bem como a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM com as necessárias adaptações devem atualizar trimestralmente a seguinte informação nas faturas aos consumidores, até ao dia 15 do terceiro mês seguinte (t + 3 meses), relativamente ao trimestre precedente”

Face ao exposto, o CT insta a ERSE a clarificar o procedimento a implementar pelos comercializadores.

B. RECOMENDAÇÃO ADICIONAL

O CT reconhece que as modificações introduzidas pela revisão do RRC implicam alterações significativas dos sistemas de informação das empresas e na articulação entre os intervenientes, pelo que recomenda que seja estabelecido um adequado período de transição para a implementação das mudanças.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 28 de fevereiro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade** ◆ [\[Consulta Pública n.º 82\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²¹³

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade*", concretizado em 22/janeiro/2020.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade*", cabendo ao CT emitir parecer até 4 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I GENERALIDADE

A presente proposta define regras relativas ao relacionamento comercial no âmbito do autoconsumo e dos atores do novo regime do autoconsumo coletivo, às tarifas aplicáveis e à medição e disponibilização de dados de energia, na sequência da alteração legislativa introduzida com o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, transpondo parcialmente a Diretiva (EU) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

II ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

1. O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estabeleceu o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

Igualmente estatuiu que a energia elétrica produzida em autoconsumo se destinava predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida.

No que concerne às tarifas aplicáveis nesta situação, a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com potência instalada superior a 1,5 kW, pagaria a compensação determinada nos termos do art.º 25º recuperando uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo.

2. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (EU) 2018/2001, do Parlamento Europeu e do

²¹³ Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Aquele Decreto-Lei estabelece o regime jurídico aplicável:

- ✓ ao autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável;
- ✓ às comunidades de energia renovável, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

3. Estabelece, ainda, os deveres do autoconsumidor de energia renovável, sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis:

- ✓ Suportar o custo das alterações da ligação da Instalação de Utilização (IU) à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
- ✓ Suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
- ✓ Suportar o custo associado aos contadores, nos termos previstos no artigo 16.º;
- ✓ Suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP, nos termos previstos no artigo 18.º;
- ✓ Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU.

4. No que concerne às competências específicas, determina a elaboração, por parte da ERSE:

- ✓ Dos Regulamentos específicos constantes do Artigo 16.º "Contagem e disponibilização de dados";
- ✓ Das tarifas devidas pelas UPAC.

5. Igualmente revoga o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estatuinto:

"Artigo 29.º Norma transitória

1 — Às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes aplica -se o regime previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

2 — Sem prejuízo do estabelecido no número seguinte, as instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, que à data da entrada em vigor do presente decreto-lei se encontrem em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, passam a reger-se pelo regime estabelecido no presente decreto-lei.

3 — Mantêm-se válidos os contratos celebrados com o comercializador de último recurso, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, continuando a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

4 — Os pedidos em curso de tramitação à data da entrada em vigor do presente decreto-lei são decididos nos termos do presente decreto-lei, aproveitando -se os atos e formalidades úteis já praticados."

e

"Artigo 31.º Norma revogatória

É revogado o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, sem prejuízo do disposto nos n.ºs 1 e 3 do artigo 29.º"

**Artigo 29.º, pontos 1 e 3:**

1 — A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição a UPP²¹⁴, não pode ser superior à quota anual de 20 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 3.

3 — Mediante despacho a publicar no SERUP (Sistema Eletrónico de Registo da UPAC e da UPP) até 31 de dezembro de cada ano, o diretor-geral da DGEG estabelece:

- a) A quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte ao registo de UPP;
- b) A programação de alocação da quota anual referida na alínea anterior, para o ano a que respeita e através do SERUP;
- c) Eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores.

B. NOVO REGIME DO AUTOCONSUMO

1. Tendo em vista permitir que Portugal concretize as metas definidas no âmbito do Plano Nacional de Energia-Clima para 2021-2030 de alcançar uma quota de 47% de energia vinda de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030, bem como de dar cumprimento ao estabelecido na Diretiva (EU) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, promovendo o autoconsumo de energia e as comunidades de energia renovável, eliminando obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social, baseadas no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas, foi aprovado o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.
2. Este diploma tem como objetivo garantir uma maior eficiência do ponto de vista energético e ambiental, e por outro lado, assegurar que tanto as oportunidades da transição energética como os custos do sistema elétrico nacional são partilhados, de forma justa e equitativa, por todos e estabelece:
 - o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, regulando a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, e
 - o regime jurídico das comunidades de energia renovável, transpondo parcialmente, nesta parte, para o direito interno, a [Diretiva 2018/2001](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.
3. O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, vem permitir que os autoconsumidores se agrupem, podendo a mesma unidade de produção de energia ter vários autoconsumidores (autoconsumo coletivo), permitindo igualmente, que os autoconsumidores e demais participantes dos projetos de energia renovável constituam entidades jurídicas, as Comunidades de Energia Renovável (CER), para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.
4. Este diploma estabelece que são direitos do autoconsumidor:
 - "a) instalar UPAC para produzir eletricidade para consumo próprio recorrendo a uma qualquer fonte de energia renovável e respetivas tecnologias de produção associadas;
 - b) estabelecer e operar linhas diretas quando não exista acesso à rede pública, e estabelecer e operar redes internas, nos termos do presente decreto-lei, para ligação da UPAC à IU;
 - c) consumir, na IU associada à UPAC, a eletricidade produzida ou armazenada em instalações próprias, e entregar a produção excedente a terceiros ou à RESP;

²¹⁴ Unidade de pequena produção.



- d) produzir eletricidade na UPAC associada à IU para consumo próprio, armazenar e transacionar a produção excedentária de eletricidade, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade, de comercializadores de eletricidade ou de regimes de comercialização entre pares, sem que isso implique a sujeição:
- i) no que diz respeito à eletricidade por eles consumida a partir da rede ou nela injetada, a procedimentos e encargos discriminatórios ou desproporcionados e a encargos de acesso à rede que não reflitam os custos;
 - ii) no que diz respeito à eletricidade de produção própria que se circunscreva às suas instalações, a procedimentos discriminatórios ou desproporcionados e a qualquer encargo ou tarifa, sem prejuízo do previsto no artigo 18.º.
- e) instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade, combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo, sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações;
- f) solicitar a emissão de garantias de origem à entidade emissora de garantias de origem, relativas à eletricidade excedente produzida por UPAC e injetada na rede;
- g) manter os seus direitos e obrigações enquanto consumidor final de eletricidade;
- h) aceder à informação disponibilizada na área do portal reservada ao autoconsumidor de energia renovável para controlo do seu perfil de produção e consumo de energia;
- i) cessar a atividade de autoconsumidor, nos termos previstos na lei, em acordos eventualmente celebrados com terceiros ou demais autoconsumidores, no caso do autoconsumo coletivo".
5. Por outro lado, à luz deste novo regime jurídico, constituem deveres do autoconsumidor de energia renovável, sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis:
- "a) cumprir os requisitos constantes do artigo 3.º, de acordo as características da UPAC e da atividade pretendida exercer;
 - b) suportar o custo das alterações da ligação de IU à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
 - c) suportar os encargos de ligação de UPAC à RESP, nos termos da regulamentação da ERSE;
 - d) suportar o custo associado aos contadores, nos termos previstos no artigo 16.º;
 - e) suportar as tarifas definidas pela ERSE sempre que haja utilização da RESP, nos termos previstos no artigo 18.º;
 - f) dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida na IU;
 - g) prestar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), ou à entidade legalmente incumbida da fiscalização da atividade de produção em autoconsumo, todas as informações e dados técnicos, designadamente os dados relativos à eletricidade produzida por UPAC, que lhe sejam solicitadas e no tempo que seja fixado para o efeito;
 - h) permitir e facilitar o acesso às UPAC do pessoal técnico das entidades referidas na alínea anterior, do agregador independente ou comercializador que agrega produção, do participante de mercado e do operador de rede, no âmbito e para o exercício das respetivas atribuições, competências, ou direitos consagrados contratualmente;
 - i) para as UPAC sujeitas a registo ou licença, nos termos previstos no artigo 3.º, celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em



resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade por UPAC, nos termos previstos no artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual;

j) assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados, nos termos previstos no artigo 14.º;

k) cessada a atividade, adotar os procedimentos necessários para a desativação e remoção da UPAC e demais instalações auxiliares, quando existam".

6. No que diz respeito às competências, o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, estabelece o seguinte:

- ✓ É da competência da DGEG a decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo, designadamente decidir do registo, licenciamento e atribuição de capacidade de injeção na rede, criar, manter, gerir e operar o Portal, manter uma base de dados atualizada sobre todos os registos atribuídos ao abrigo do presente decreto-lei e instalações em exploração e bem assim elaborar o Regulamento Técnico e de Qualidade e o Regulamento de Inspeção e Certificação;
- ✓ Compete à ERSE elaborar os Regulamentos previstos no Art.º 16.º, designadamente em matéria de medição, leitura e disponibilização de dados e determinar as disposições a aplicar no cálculo das tarifas de Acesso às Redes (TAR) a estabelecer no Regulamento Tarifário (RT);
- ✓ É competência da ENSE, E.P.E. a fiscalização do cumprimento das obrigações previstas no presente decreto-lei, em matéria de exercício da atividade;
- ✓ Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, compete ao departamento do respetivo Governo Regional com competência na área da energia a fiscalização de UPAC ali situadas.

7. Este decreto-lei produz efeitos:

b) A partir de 1 de janeiro de 2020, relativamente aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER, que cumulativamente:

- Disponham de um sistema de contagem inteligente, e
- Sejam instalados no mesmo nível de tensão.

c) A partir de 1 de janeiro de 2021, relativamente aos demais projetos de autoconsumo.

De referir, por fim, que é obrigação da DGEG e da ERSE a publicação, até 31 de dezembro de 2019, da regulamentação necessária para a implementação dos projetos referidos na alínea a) do número anterior.

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, é revogado continuando, no entanto a aplicar-se:

- o às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes e
- o aos contratos celebrados com o CUR, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

Observada a legislação acima referida, pode sumarizar-se:

1. O novo regime de autoconsumo introduz um novo conceito - o autoconsumo coletivo, e circunscreve a sua aplicação apenas à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.
2. O autoconsumo coletivo corresponde à produção de energia elétrica para consumo próprio de várias instalações de utilização associadas entre si, devendo estas estar na proximidade da UPAC. Neste contexto, e definida a partilha da produção coletiva, esta é imputada virtualmente a cada IU, o que



determina que o operador de rede processe os dados medidos, a cada 15 minutos, da produção na UPAC e do consumo em cada uma das IU associadas.

3. Apesar do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, prever o recurso ao armazenamento, tanto no regime individual como coletivo, a presente proposta de articulado da regulamentação do regime de autoconsumo não considera esta possibilidade, pois de acordo com a ERSE a concretização desta nova realidade carece de alterações mais profundas na regulamentação, ou mesmo na legislação, a efetuar durante o ano de 2020.
4. Adicionalmente, também a figura das CER, prevista no Decreto-Lei n.º 162/2019, carece de maior detalhe na regulamentação e da experiência que resulte da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo, motivo pelo qual o tratamento da CER não é referido na presente proposta.

O CT entende como fundamental que a presente proposta de articulado defina os conceitos de "proximidade da UPAC" e "relação de vizinhança próxima", cuja implicação se torna importante para o autoconsumo através da RESP.

C. RELACIONAMENTO COMERCIAL

1. Pagamento das tarifas de acesso às redes (TAR) da energia autoconsumida em autoconsumo coletivo

São identificadas duas possíveis abordagens de relacionamento comercial, alternativas entre si:

- a) Abordagem centrada na EGAC - cabe a esta entidade pagar ao ORD as TAR relativas à energia autoconsumida através da RESP, sendo as regras de partilha desse custo acordadas pelos autoconsumidores associados, nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.
- b) Abordagem centrada na IU - o valor a pagar pelas TAR referente à energia autoconsumida é calculado e pago de forma individualizada por cada IU ao respetivo comercializador.

A abordagem proposta pela ERSE foi a da centralização na EGAC.

Esta opção, alocando a aplicação dos encargos de utilização da RESP numa única entidade, permite aos comercializadores continuarem a faturar apenas a energia por si fornecida a cada IU. Esta solução tem a singularidade de colocar a EGAC a pagar e repartir com as IU os custos de uso da RESP, quando ocorra esse uso, simplificando a relação comercial no caso de rede interna.

O CT entende que esta primeira abordagem proposta pela ERSE é adequada à eventual disseminação de instalações coletivas com rede interna, simplificando a relação entre todos os intervenientes, o que se considera positivo.

2. Venda dos excedentes do autoconsumo coletivo

A proposta de regulamento dispõe, no seu art.º 16.º, que a integração dos excedentes em mercado pode ser feita pelo autoconsumidor individual, ou pela EGAC, mediante:

- a) Participante no mercado que desempenhe a função de agregador;
- b) Facilitador de mercado;
- c) Mercado organizado;
- d) Contrato bilateral.

Se no caso do autoconsumidor individual a responsabilidade, bem como, as respetivas receitas obtidas pela venda de excedentes, são imputadas de forma direta entre as partes envolvidas, já no caso do autoconsumidor coletivo, compete à EGAC gerir os relacionamentos comerciais e as regras de repartição dos benefícios dos excedentes estabelecidos pelos participantes no autoconsumo coletivo.



Concorda o CT que, no caso dos autoconsumidores coletivos, a agregação dos excedentes facilita o relacionamento comercial para a venda dos mesmos, sendo no curto prazo a única forma de trazer uma maior previsibilidade dos excedentes a programar.

Tendo presente os objetivos a que os respetivos relacionamentos comerciais pretendem dar resposta, considera o CT que os mesmos se encontram adequados.

No entanto, e dado serem relacionamentos inovadores, entende o CT que os mesmos devem ser periodicamente revisitados pelo regulador.

3. Excedentes não comercializados

É uma opção dos autoconsumidores, individuais ou coletivos, o estabelecimento dos relacionamentos comerciais que entendam para a venda de excedentes de autoconsumo, podendo optar por não os comercializar.

Importa referir que a noção de excedente do autoconsumo coletivo é estabelecida no referencial de cada IU e define-se como a diferença, se positiva, entre a energia produzida na UPAC e imputada a uma instalação de utilização e o consumo medido dessa instalação, em cada período de 15 minutos.

Propõe a ERSE que os excedentes não comercializados sejam calculados pelo operador de rede e devidamente contabilizados para efeitos do cálculo das perdas na rede.

O CT nada tem a obstar a esta solução transitória, sendo sempre preferível que sejam consideradas opções para que os excedentes não comercializados sejam minimizados, tendo em conta também uma maior visibilidade de todos sobre os consumos efetivos e a colocação de energia em mercado.

4. Pagamento da tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos produtores

Estas tarifas são aplicadas pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) aos produtores.

Propõe a ERSE a manutenção das regras atualmente em vigor no âmbito do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), sendo que aquelas tarifas serão aplicadas nos termos do RT:

- às UPAC que estejam ligadas à RESP nos níveis de tensão superiores ou iguais a Média Tensão (MT);
- aos excedentes que integrem uma carteira de produção, apurada no referencial da UPAC, como determinado no artigo 36º do regime agora em apreço.

O CT recomenda que as questões operacionais relacionadas com a disponibilização de dados, de forma correta e em tempo útil, ao ORT e em particular ao Gestor Global do Sistema, seja articulada com estas entidades, com eventual suporte em subregulamentação, de molde a mais facilmente incorporar a experiência que venha a ser adquirida.

5. Conteúdo das faturas

A documentação em consulta, elaborada pela ERSE, procura contextualizar do ponto de vista regulamentar a aplicação do novo regime de produção de energia elétrica para o autoconsumo plasmado no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

No entanto, e apesar do esforço desenvolvido pela ERSE na elaboração de um conjunto significativo de regras e procedimentos, constantes na proposta de regulamentação em análise, considera o CT que a ERSE deve aprofundar a regulamentação no que concerne às alterações a efetuar pelos agentes nos seus processos e relacionamentos comerciais, nomeadamente da informação a constar nas faturas dos Comercializadores (COM) de modo a acomodar esta nova realidade.

Nos esclarecimentos prestados ao CT, a ERSE confirma que *"existe diferença entre os valores faturados pelos comercializadores e os totais registados nos contadores das IU. Esta diferença ocorre para o autoconsumo coletivo, por força da produção imputada à IU que é deduzida ao consumo medido no*



contador, mas também para o autoconsumo individual, uma vez que passa a ser faturado o saldo entre consumos e injeções em cada período de 15 minutos".

No entender do CT, a ERSE deveria ter efetuado uma análise mais aprofundada a esta situação porque ao produzir-se diferenças entre os valores faturados pelos COM e os totais registados nos contadores das IU, compromete-se a boa validação por parte dos consumidores dos seus consumos efetivos.

Neste contexto, o CT entende que as faturas devem manter o seu carácter informativo, de forma a tornar o processo mais transparente. Como exemplo, poder-se-ia reconciliar o volume faturado com o consumido (medido no contador do consumo) e o valor da produção correspondente à IU. Contudo, esta medida pressuporia que o comercializador passasse a ter acesso aos valores de consumo e produção associados à IU por ele fornecida.

Também importa referir que este modelo vai ser particularmente complexo pelo que se sugere que se estabeleça a articulação entre o ORD e os COM para que estes possam efetuar alterações nos processos de integração de leituras para efeitos da faturação do cliente.

Adicionalmente, recomenda o CT que na versão final do regulamento seja definido o novo paradigma incluído no quadro legislativo, nomeadamente o disposto na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, na qual o dever de informação junto do cliente passou a ser mais detalhado.

6. Desvios da programação de consumo e de produção

Tendo em atenção o atual contexto do setor elétrico ao nível europeu, o CT considera que a regulamentação terá de ser evolutiva e flexível, bem como nas matérias constantes na sub regulamentação (GMLDD, [MPGGS](#)).

Assim, as propostas de alteração ao nível dos regulamentos necessitam de uma atualização consistente na sub regulamentação.

Para que o sistema tenha a maturidade e eficiência desejada, os dados a utilizar deverão ser provenientes de informação real de medição em cada 15 minutos, sob pena de existir um agravamento na previsibilidade nos desvios com custos para todo o mercado de energia.

O CT considera que, devido ao carácter inovatório desta regulamentação, poderá existir uma desadequação de responsabilidades entre as entidades criadas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e os agentes já existentes no SEN, particularmente no que concerne ao impacto que podem ter no apuramento de desvios e responsabilidades.

Neste sentido, o CT sugere uma maior densificação da proposta regulamentar que permita uma definição clara das regras sobre esta matéria.

7. Interrupção da IU que participa em autoconsumo coletivo

Em caso de falta de pagamento das TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP, bem como nas situações de consumo medido na UPAC sem contrato de fornecimento, deve o ORD proceder à interrupção da UPAC ou, quando tal não seja possível, suspender a repartição da produção da UPAC pelas IU associadas.

A interrupção ou a suspensão da repartição da produção mantem-se desde a data em que se verifica o incumprimento até à data em que seja regularizada a situação de incumprimento que deu origem à interrupção ou suspensão.

Durante o período em que vigora a interrupção ou a suspensão, o consumo fornecido pelo comercializador da IU corresponde ao consumo medido na IU e a produção da UPAC imputável à IU é considerada para efeitos de perdas na rede.

Nas situações de interrupção de fornecimento a uma IU associada em autoconsumo coletivo, em que se mantenha em vigor um contrato de fornecimento com comercializador, o ORD calcula a produção



imputável à IU de acordo com a chave de repartição em vigor, sendo essa produção da UPAC imputável à IU considerada como excedente na sua totalidade.

O CT concorda com a proposta da ERSE.

8. Desativação de IU que participa em autoconsumo coletivo

Nos casos em que exista desativação do fornecimento, isto é, em que tenha cessado o contrato de fornecimento do consumidor associado à UPAC, e na ausência da atualização da lista de consumidores associados por parte da EGAC no Portal do Autoconsumo, deve o ORD manter a repartição da produção de acordo com a chave de repartição comunicada pela EGAC.

O CT concorda que a energia que corresponderia à IU desativada seja calculada pelo ORD e incluída na determinação das perdas de energia.

9. Contratos de uso de redes entre a EGAC e os operadores da rede

Como referido no documento justificativo da consulta, quando o autoconsumo coletivo usar a RESP, o relacionamento comercial entre a EGAC e o ORD será regulado pela assinatura de um contrato de uso de redes, cujas condições gerais são aprovadas pela ERSE.

Os contratos de uso das redes são celebrados diretamente com o operador da RND e com o ORT para a produção, faturando o ORT ao produtor a utilização da rede de transporte, quando aplicável.

Nos casos em que é veiculada energia entre a UPAC e a IU, esta contratação é específica da EGAC e não substitui o processo opcional de colocação em mercado de excedentes que será assegurado pela entidade agregadora associada ao processo.

Neste último caso, o relacionamento comercial entre o ORT e a entidade responsável pela integração em mercado dos excedentes do autoconsumo, é estabelecido através da celebração de contratos de uso da rede de transporte e do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, nos termos previstos no RARI e no RRC.

O CT destaca a importância que atribui à prestação de garantia no âmbito dos contratos de uso de redes a celebrar entre a EGAC e os operadores de rede, devendo ser observadas as regras constantes da regulamentação em vigor.

10. Repartição da produção das UPAC pelas IU que participam no autoconsumo coletivo

O CT está de acordo com proposta da ERSE formulada no Artigo 8.º.

Assim, o cálculo e disponibilização de dados, relativo à repartição da produção da UPAC pela IU que participam no autoconsumo coletivo, deverá ser responsabilidade do ORD, tendo a operação centralizada também no ORD.

11. Consumos próprios da UPAC em autoconsumos coletivos

Nos termos do Artigo 6.º é proposto: *"A EGAC deverá celebrar um contrato de fornecimento com um comercializador para o fornecimento de consumos próprios, nos termos do Regulamento de acesso às redes e Interligações (RARI), medidos na UPAC. A celebração de um contrato de fornecimento implica a atribuição de um CPE e respetiva instalação de um Contador de Consumo."*

O CT sugere que a contagem dos consumos próprios seja efetuada a partir de um contador bidirecional onde será registada a produção da UPAC (excedentes), assim como os consumos próprios da UPAC (consumo).



D. APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES (TAR)

1. Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo

A proposta de regulamento agora submetida a consulta pública no âmbito das TAR pretende objetivar, entre outras, a aplicação do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

O diploma referido discrimina duas situações, a saber:

- A utilização de redes internas, que não envolvam a RESP para veicular a energia elétrica entre a UPAC e a IU;
- A utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU.

No primeiro caso, e uma vez que não é utilizada a RESP e são apenas utilizadas redes internas, o diploma estabelece, a isenção de pagamento de tarifas de acesso às redes.

É precisamente sobre a segunda situação que a ERSE se encontra incumbida de se pronunciar. A coberto do princípio do utilizador pagador, as IU abastecidas por UPAC que utilizem a RESP para veicular energia elétrica estão obrigadas ao pagamento de TAR correspondentes ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU.

Uma vez que a UPAC está geograficamente próximo da IU (ligada no mesmo ou em outro nível de tensão), o autoconsumo irá minimizar o fluxo de energia dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC (com custos evitados), o que faz com que as TAR sejam deduzidas "*Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC.*"²¹⁵

O CT considera que a proposta de regulamentação da ERSE está, assim, em linha com o disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro²¹⁶.

2. Variáveis de faturação das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

A ERSE propõe que a estrutura das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP se materialize em:

- a) Potência em horas de ponta, para IU ligadas em BTE ou níveis de tensão superiores, determinada pelo máximo valor avaliado no consumo medido;
- b) Energia ativa, determinada no consumo medido.

É proposto pela ERSE que essas tarifas sejam aplicadas ao referencial da IU. O ciclo de contagem e períodos tarifários devem coincidir com os das tarifas de acesso aplicáveis ao consumo fornecido pelo comercializador.

É de salientar a opção de não faturar pela potência contratada, no caso das instalações ligadas em BTN, o que poderia configurar uma dupla oneração dado que a mesma já é faturada pelo comercializador através do termo fixo.

O CT considera estas opções corretamente fundamentadas.

3. Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC

A situação em que existe inversão de fluxo de energia elétrica na RESP para níveis de tensão a montante do nível de tensão em que a UPAC se encontra ligada, implica que o autoconsumidor fique sujeito ao pagamento das TAR aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas "*de parte das*

²¹⁵ Alínea a) do n.º 2 do art.º 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

²¹⁶ N.º 1 do art.º 35º "*Metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP*".



*tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, (...)*²¹⁷

A ERSE propõe que os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo nas redes a montante sejam debatidos no ano corrente de 2020, fruto da experiência e da monitorização das ocorrências de inversão de fluxo. Propõe, entretanto, que a dedução das tarifas de uso das redes nos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC seja integral tal como proposto para a situação sem inversão de fluxo de energia.

Esta abordagem facilita a aplicação da proposta de Regulamento, pelo que o CT não se lhe opõe.

4. Consideração dos CIEG no cálculo das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

Os CIEG representam uma componente significativa das tarifas de eletricidade, e por esse motivo, ao longo dos anos têm merecido a preocupação do CT.

Em todos os seus pareceres o CT tem reiterado a importância de não serem criados legislativamente novos CIEG, bem como à redução sustentada e estável dos existentes, destacando-se que o seu montante integrado nas tarifas de 2020 é de 1 929M€, que representa um acréscimo de 8,5% em relação a 2019.

O nº 4 do art.º 18º do Decreto-Lei nº 162/2019 estabelece que "*Os encargos correspondentes aos CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso às redes determinadas nos termos dos números anteriores, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia a aprovar até 15 de setembro de cada ano.*"

Os nºs 5 e 6 do mesmo artigo especificam ainda: "*Na ausência da decisão referida no número anterior, cabe à ERSE definir a parte de CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário.*"

Releva o CT que a garantia da sustentabilidade financeira do SEN presente e futura, determina que os montantes de deduções totais ou parcelares de CIEG que beneficiem os autoconsumidores, sejam acrescidos aos montantes pagos pelos consumidores que se abasteçam exclusivamente da RESP.

A ERSE, na sua proposta de regulamento, propõe não deduzir qualquer tipo de encargos correspondentes aos CIEG (nº 3 do art.º 35º da proposta de regulamento) na ausência, até hoje, de qualquer publicação governativa. Invoca, para o efeito, os impactos ao nível de subsidiações cruzadas entre consumidor fruto de eventuais deduções.

Sem prejuízo do princípio de precaução manifestado e adotado na presente proposta, o CT entende que a ERSE deve tomar a iniciativa de enquadrar metodologicamente a necessária análise criteriosa dos custos e benefícios que as novas renováveis trazem para o sistema, para suportar futuras decisões políticas, procurando atingir os equilíbrios que garantam a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional, tal como expresso no Decreto-Lei nº 162/2019, de 25 de outubro.

5. Tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos excedentes do autoconsumo

No caso de haver venda de excedente do autoconsumo, a ERSE propõe:

- Que se aplique o disposto no RT, equiparando os autoconsumidores à figura de produtor em regime especial, aplicando-se-lhes a tarifa "G";
- Que o referencial de aplicação dessa tarifa se coloca ao nível da UPAC em detrimento da IU.

O CT concorda com a proposta, que se encontra alinhada com as disposições de relacionamento comercial de uma abordagem centrada na EGAC.

²¹⁷ Alínea b) do n.º 2 do art.º 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

E. MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

1. Medição

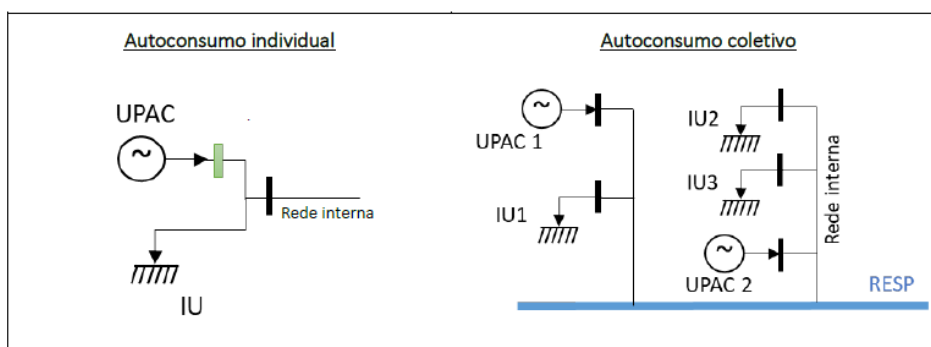
A ERSE detalha no Documento Justificativo quais os pontos de medição obrigatória para cada uma das tipologias de autoconsumo.

Assim, para o autoconsumo individual com potência instalada superior a 4 kW haverá medição obrigatória nos pontos de ligação das UPAC às IU.

Para o autoconsumo coletivo haverá medição obrigatória nos pontos de ligação das UPAC à rede interna ou à RESP.

Em ambos os casos haverá ainda medição obrigatória nos pontos de ligação das IU à rede interna ou à RESP.

Figura 5-1 – Pontos de medição obrigatória de energia elétrica



Fonte: ERSE

2. Equipamentos

A aquisição dos equipamentos de medição é da responsabilidade dos autoconsumidores, no caso dos pontos de ligação das UPAC, aplicando-se o preço regulado previsto no n.º 1 do artigo 33.º do Regulamento de Serviços das Redes Inteligentes (RSRI) para as instalações em BTN.

Nos pontos de ligação das IU, porém, é da responsabilidade dos operadores das redes exceto se não se encontrar por estes prevista a instalação de equipamento de medição inteligente no prazo máximo de 4 meses a contar do respetivo pedido de instalação (neste caso aplica-se igualmente o preço regulado previsto no n.º 1 do artigo 33.º do RSRI).

Em linha com a regra inscrita no GMLDD aplicável aos contadores bidirecionais, a instalação e exploração dos equipamentos de medição é responsabilidade dos operadores das redes.

Os equipamentos de medição a instalar devem cumprir os requisitos técnicos e funcionais da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, no caso da BTN, e, nos restantes casos, dos equipamentos de medição do consumo, tais como previsto no ponto 14.1 do GMLDD, em função do nível de tensão, do tipo de fornecimento e da potência ligada à rede.

A ERSE propõe para as UPAC com potência instalada até 350 W e que não têm contrato de venda de excedentes que seja o próprio autoconsumidor individual a decidir se pretende ou não a instalação de um equipamento de medição inteligente na IU, uma vez que estas UPAC não estão sujeitas a controlo prévio para a entrada em exploração, casos em que a ERSE defende a criação de procedimento de informação aos operadores das redes da adesão ao regime de autoconsumo.



Os saldos energéticos e a consequente faturação dependem do apuramento de dados quarti-horários. Neste contexto é importante garantir o sincronismo dos relógios dos diversos equipamentos de medição através de verificação diária e da correção de eventuais desvios sempre que superiores a 1 minuto.

Paralelamente, os operadores de rede implementarão rotinas de verificação periódica e obrigatória aplicáveis aos equipamentos de medição. A periodicidade destas verificações é a que decorre do nº 21 do GMLDD.

3. Leitura

A responsabilidade pela leitura dos dados recolhidos pelos equipamentos é dos respetivos operadores de rede. Assim, e para o efeito, deverá ser-lhes garantido o acesso, remoto e local, aos equipamentos de medição. Complementarmente, o acesso remoto deverá ser sujeito a um período de testes antes da entrada em exploração das UPAC.

4. Disponibilização de dados

No caso do autoconsumo individual sem venda de excedentes:

- O autoconsumidor individual tem direito de acesso a todos os dados do equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede e do equipamento de medição associado à UPAC individual, caso seja obrigatório;
- O comercializador tem direito de acesso ao saldo quarti-horário da potência ativa e, no caso de instalações \geq BTE, ao saldo quarti-horário de reativa (medido pelo equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede) sendo que, no caso do saldo de potência ativa, apenas lhe devem ser disponibilizados os valores dos períodos em que o consumo é superior à injeção (nos restantes períodos, o valor a disponibilizar deve ser nulo), bem como, para as instalações \geq BTE, ao valor máximo mensal da potência ativa consumida da rede pela IU.

No caso do autoconsumo individual com venda de excedentes:

A entidade agregadora tem direito de acesso ao saldo quarti-horário da potência ativa medida pelo equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede, sendo que apenas lhe devem ser disponibilizados os valores dos períodos em que a injeção é superior ao consumo (nos restantes períodos, o valor a disponibilizar deve ser nulo).

No caso do autoconsumo coletivo sem venda de excedentes:

- Cada autoconsumidor coletivo tem direito de acesso a todos os dados do equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede, à parcela quarti-horária de potência ativa imputável à respetiva IU, com base no coeficiente de repartição aplicável à produção da UPAC, ao autoconsumo que não utilize a RESP (e, nessa medida, isento do pagamento da tarifa de acesso) e ao autoconsumo que utilize a RESP (e que paga a respetiva tarifa de acesso, através da EGAC);
- O comercializador da IU tem direito de acesso ao consumo que fornece à IU. Nas instalações \geq BTE, acresce ainda o direito de acesso ao consumo medido de potência ativa e reativa no equipamento de medição instalado no ponto de ligação da IU à rede (para efeitos de faturação de energia reativa) e ao valor máximo mensal da potência ativa consumida da rede pela IU.
- A EGAC tem direito de acesso aos dados do equipamento de medição associado à UPAC coletiva, bem como à energia autoconsumida pelas IU do autoconsumo coletivo, utilizando e não utilizando a RESP, à produção da UPAC imputada a cada IU, com base na chave de repartição aplicável e ao excedente apurado em cada IU.

**No caso do autoconsumo coletivo com venda de excedentes:**

A EGAC tem direito ao somatório dos excedentes de todas as IU do autoconsumo coletivo, tendo acesso a esses dados por via do ORD.

Para a definição dos princípios gerais aplicáveis à disponibilização de dados remete-se para o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI).

A disponibilização do saldo (*net metering*) quarti-horário é a principal novidade introduzida pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, pelo impacto muito significativo ao nível da recolha e disponibilização de dados.

5. Condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados

De acordo com o articulado os dados serão tratados e corrigidos pelos operadores das redes e a sua disponibilização deve ocorrer, o mais tardar, 5 dias úteis após a data da leitura.

Devem estar sujeitos a atualizações até ao fecho definitivo das carteiras de comercialização e o seu histórico deve permanecer acessível durante 24 meses.

O CT nada tem a opor às soluções apresentadas pela ERSE.

F. REGIME DE APLICAÇÃO EM 2020

A implementação do regime de autoconsumo previsto pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, pressupõe que haja uma significativa evolução ao nível dos equipamentos de medição e dos sistemas de recolha e tratamento de dados dos operadores de rede.

Neste sentido, o diploma reconhece que, no primeiro ano de aplicação, apenas sejam implementados os projetos de autoconsumo em que UPAC e IU estejam no mesmo nível de tensão e nos casos em que exista um "sistema de contagem inteligente".

Sendo necessário um período de adaptação para que o operador de rede responsável pelos dados esteja apto a cumprir as disposições do novo regime, a ERSE propõe, entretanto, que no caso do autoconsumo individual seja dada continuidade à aplicação das regras vigentes até 2019 e que decorrem do GMLDD.

No caso do autoconsumo coletivo, a ERSE propõe que apenas sejam integrados os autoconsumos coletivos no sistema elétrico quando o operador de rede responsável pelo tratamento dos dados estiver apto a cumprir todas as disposições previstas sobre medição, leitura e disponibilização de dados.

O CT reconhece a necessidade de existência de um período de adaptação dos intervenientes à implementação do novo regime de autoconsumo, sendo desejável que este período seja o menor possível para que haja uma plena aplicação do previsto.

G. AUTOCONSUMO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. A ERSE refere no ponto 7.1 do documento justificativo da proposta de implementação do novo regime do autoconsumo de eletricidade o seguinte:

"O novo regime de autoconsumo aplica-se às regiões autónomas com as adaptações que venham a ser operadas por decreto legislativo regional [art.º 28.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro]. No entanto, mesmo antes dos referidos diplomas regionais, é possível antecipar algumas semelhanças e diferenças.

Do que deve ser idêntico, destaca-se o princípio de adequação da produção ao consumo (e da proximidade elétrica e geográfica entre as duas realidades), a necessidade de os operadores de rede efetuarem o saldo da produção e consumo em períodos de 15 minutos e de disponibilizarem ao autoconsumidor os dados de consumo, produção e excedentes, em períodos de 15 minutos.



Porém, a inexistência de um mercado organizado ou da possibilidade de escolha de comercializador, levará à necessidade de adaptações de implementação, nomeadamente nas condições de aquisição dos excedentes de energia de autoconsumo. Neste aspeto importa ter em consideração a intenção subjacente ao Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que é a venda de excedentes em condições de preço livre, sem apoios públicos ou tarifas garantidas."

2. Entende o CT que para as instalações existentes, se aplicará o disposto no número 3 do Artigo 29-Norma transitória, do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que refere:

3 — Mantêm-se válidos os contratos celebrados com o comercializador de último recurso, por produtores de instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, continuando a reger-se pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, até ao termo do referido contrato ou até 31 de dezembro de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

3. Para as novas instalações, verifica-se que, decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, os preços dos excedentes de energia a integrar nos respetivos sistemas elétricos, estarão dependentes da legislação a publicar pelas regiões autónomas.

4. Neste particular o CT admite que o custo dos excedentes não determine agravamento dos custos de convergência.

H. COMENTÁRIOS A PROPOSTAS DE ARTICULADO

1. Artigo 6.º, n.º 2

Segundo a proposta em análise a EGAC estabelece contrato de uso de rede com o ORD quando exista autoconsumo através da RESP.

O CT entende que esta proposta regulamentar deve clarificar as obrigações da EGAC nesta matéria, devendo ainda a ERSE recomendar que, no âmbito do registo e licenciamento, a DGEG venha a permitir que os condomínios se possam constituir como EGAC.

Nessa medida não será necessário novo contrato de fornecimento de eletricidade para serviços auxiliares, sendo esta obrigação satisfeita no âmbito do contrato de serviços comuns do Condomínio.

Este contrato é suficiente para assegurar que os consumos próprios da UPAC estão cobertos por contrato de fornecimento e nesse sentido não será necessário obrigar a EGAC a celebrar um novo contrato.

Apenas nos casos em que os consumidores aderentes designem outra entidade, ou seja, não existindo coincidência entre o condomínio com a EGAC, será necessário que esta última disponha de contrato para consumos auxiliares, devendo para o efeito estabelecer o respetivo contrato de uso de rede com o ORD.

2. Artigo 19.º, n.º 1

Propõe a ERSE que o comercializador da IU associado em autoconsumo é responsável pelo fornecimento da energia fornecida pelo comercializador.

Sugere o CT que esta norma regulamentar seja clarificada, tornando-a perceptível e facilmente apreendida pelos destinatários.

3. Artigo 22.º, n.º 1 e n.º 2

De acordo com a proposta em análise, a instalação de equipamentos de medição inseridos em redes inteligentes nas IU terá custos para o autoconsumidor sempre que não esteja planeada a instalação de um sistema de medição inteligente no prazo máximo de 4 meses a contar da data do respetivo pedido.

Para o autoconsumidor poder tomar uma decisão fundamentada será primordial poder conhecer previamente o planeamento dos sistemas de medição inteligente dos ORD.



Assim sendo, considera o CT essencial que a regulamentação preveja a obrigatoriedade de ser publicitado o planejamento dos sistemas de medição inteligente dos ORD, de forma a poder ser consultado a todo o momento pelos eventuais interessados.

4. Artigo 23.º, n.º 2

Conforme proposta em análise, para instalações de autoconsumo individual não sujeitas a controlo prévio e sem contrato de venda do excedente, cabe ao respetivo autoconsumidor individual a decisão de instalar o equipamento de mediação inteligente, aplicando-se o disposto no art. 22.º."

Uma vez que este cenário técnico tanto se pode enquadrar na alínea a) como na alínea c) do art. 21.º, correspondendo a situações diferentes no que diz respeito ao suporte dos custos de aquisição do equipamento (ORD ou autoconsumidor), entende o CT que se justifica uma maior clareza nesta norma regulamentar.

Assim sendo, deve a mesma explicitar que cabe ao respetivo autoconsumidor individual a decisão de instalar o equipamento de mediação inteligente previsto na alínea a) do Artigo 21.º, aplicando-se o disposto no Artigo 22.º.

I. DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES COMPLEMENTARES

A proposta apresentada identifica um conjunto de situações que necessitam de ser desenvolvidas pela ERSE, designadamente: o armazenamento e as comunidades de energia renovável.

O novo regime de autoconsumo prevê o recurso ao armazenamento, tanto no regime individual como coletivo. Porém, conforme refere a ERSE, a concretização desta nova realidade carece de alterações mais profundas na regulamentação, ou mesmo na legislação, a efetuar durante o ano de 2020.

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, prevê a figura de comunidade de energia renovável. É referido na proposta que a sua concretização necessita, quer de maior detalhe na regulamentação, quer da experiência que resulte da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo.

O CT entende que o armazenamento e as comunidades de energia renovável podem vir a constituir-se como fatores relevantes para o sucesso do regime de autoconsumo.

J. RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

1. Revisão da estrutura tarifária das tarifas de uso de redes

Em diversos pareceres o CT assinalou a necessidade de a ERSE alterar a estrutura tarifária das tarifas de uso das redes, fazendo-a aproximar, o mais possível, da realidade dos custos das redes de transporte e de distribuição.

Na sua recomendação mais recente²¹⁸, o CT destacou:

...."o CT recomenda a Revisão da estrutura das tarifas de acesso, equacionando o peso das componentes de potência e energia, por forma a assegurar um correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema. Neste caso, o CT reitera que ao não refletir no de potência a generalidade dos custos de rede, a estrutura tarifária não reflete a estrutura de custos como se pretendia..."

Tendo a ERSE expressado, nos seus comentários ao parecer do CT:

"No âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente

²¹⁸ [Parecer](#) de tarifas e preços e outros serviços em 2017, de 15 de novembro de 2016, aprovado por unanimidade.



discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho tarifário no seu parecer, a saber:

- *De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.*
- *Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.*
- *No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de acesso às redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises benefício-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de venda a clientes finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços."*

E ainda:

...."Conforme referido pelo Conselho Tarifário a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018 a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos."

O CT relembra que as redes elétricas foram dimensionadas para as potências que as instalações consumidoras requisitam.

O CT reitera a sua recomendação, insistindo que a ERSE revise a atual estrutura das tarifas dos usos das redes, procurando um rebalanceamento das componentes da energia para as da potência, na próxima revisão tarifária, que aliás irá preceder o novo período regulatório.

2. Custo da substituição do contador de produção

O CT recomenda que o contador de produção não integre o parque de equipamentos do ORD, considerada a não remuneração deste tipo de ativos.

Em consequência, admitindo que fiquem cometidas ao ORD a operação e as ações de verificação da conformidade dos contadores de produção, entende o CT que os custos da sua eventual substituição sejam da responsabilidade do autoconsumidor.



Como nota final, o CT considera que é fundamental para o sucesso do regime de autoconsumo a implementar, que a regulamentação ou legislação que se encontra por desenvolver seja concretizada com a maior celeridade possível. Na opinião do CT, será preferível dispor de normativos, mesmo com necessidade de ajustamentos futuros, do que a ausência de regulamentação.

III CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 31 de janeiro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (SEN)** ◆ [\[Consulta Pública n.º 80\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²¹⁹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer, o CT solicitou à ERSE um conjunto de esclarecimentos adicionais ao conteúdo da "*Proposta de regime de gestão de riscos e garantias no SEN*", concretizado em 19/dezembro/2019.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta de regime de gestão de riscos e garantias no SEN*", cabendo ao CT emitir parecer até 15 de janeiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

No âmbito de uma abordagem generalista a uma matéria particularmente sensível como a que está contida na 80.ª Consulta Pública da ERSE, entende o CT que o seu parecer deve expressar uma breve resenha da evolução do setor elétrico nacional, o que determina a consequente avaliação das responsabilidades financeiras cometidas aos agentes que no mesmo desempenham funções diversas e a suprema importância de ser garantido o cumprimento das mesmas.

Com efeito, nos últimos 25 anos, o setor elétrico nacional sofreu uma profunda transformação, a qual tem origem em adaptações legislativas a diretivas europeias, em diplomas com génese nos poderes públicos nacionais e em regulamentação específica publicada pela ERSE.

A.1. Modelo anterior à liberalização

Nos anos 90 do século passado, o setor elétrico nacional caracterizava-se por uma integração vertical das principais funções, então atribuídas à estrutura empresarial que, desde 1975, havia sido consolidada na Eletricidade de Portugal, empresa pública.

Essas funções tradicionais, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, eram exercidas em regime de monopólio por uma empresa de capitais públicos, que também integrava a produção, situação que também sofreu alteração nesse mesmo decénio.

Não obstante aquela integração vertical, para além da produção, as unidades organizativas operavam em duas áreas principais: uma, o transporte de energia elétrica; a outra, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, estas duas funções geridas em conjunto.

²¹⁹Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



A.2. Modelo liberalizado

Os diplomas e os regulamentos que geraram profundas alterações no setor elétrico nacional (SEN) impuseram, como primeira medida, a separação, no território continental, das duas áreas já identificadas, facto que determinou a constituição de um conjunto de agentes do SEN com estrutura empresarial independente entre si.

Essa separação de funções consubstanciou-se, de forma genérica a partir de 1994, na constituição:

- Do Operador da Rede de Transporte (ORT) e do Gestor do Sistema (GS);
- Do Operador das Redes de Distribuição AT/MT e do Operador das Redes de Distribuição BT (ORD) (excluindo as áreas concessionadas aos 10 ORD que operam exclusivamente em baixa tensão);
- Do Comercializador de Último Recurso (CUR);
- Do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).

Complementarmente, foi criada a figura do comercializador do mercado liberalizado e estabelecidas as condições necessárias à obtenção da licença de comercialização, a cargo da DGEG, tendo sido definidos: o contrato de uso de redes a celebrar entre os comercializadores e o ORD e o contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema a celebrar entre o ORT e os comercializadores.

Nestes contratos ficaram definidas as condições e prazos de pagamento e o sistema de garantia a esse pagamento.

Pode hoje afirmar-se que a dinamização de um mercado concorrencial constituiu uma aposta à qual o CT deu continuado apoio, uma vez que se pretendia a melhoria das condições contratuais do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores.

Hoje, neste mercado liberalizado concorrem mais de 30 comercializadores que fornecem energia elétrica em mais de 5 milhões de locais de consumo.

Face ao dinamismo deste mercado e observadas as condições para lhe aceder, esta proposta em consulta tem presente, na sua essência, quer as responsabilidades financeiras que os comercializadores assumem perante os seus clientes e perante o conjunto do mercado, quer a forma de as garantir.

Para se alcançar aqueles objetivos, nos regulamentos do setor elétrico foi introduzido um conjunto de alterações, com as quais se conseguiu:

- Adequar a estrutura tarifária de modo a compensar as diferentes funções acima referidas;
- Definir as regras de acesso ao mercado elétrico e da gestão dos fluxos financeiros subsequentes à faturação dos comercializadores aos clientes da sua carteira.

O quadro regulamentar em vigor define as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades.

Importa relevar a importância do pagamento das tarifas de Acesso às Redes (TAR), pelo CUR e pelos comercializadores de mercado, como garante do equilíbrio da sustentabilidade financeira do SEN.

Conforme estabelecido no [Regulamento Tarifário](#) do Setor Elétrico, as tarifas reguladas em Portugal devem ser aderentes à estrutura de custos e respeitar o princípio da uniformidade tarifária para todo o território nacional, de que resulta que um consumidor do continente em mercado regulado paga as mesmas TAR que um consumidor em mercado liberalizado.

As atividades reguladas são as seguintes:

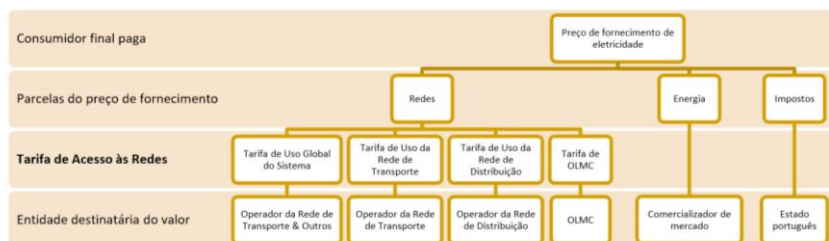
- Gestão global do sistema;



- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;
- Operação logística de mudança de comercializador;
- Compra e venda de energia elétrica;
- Comercialização de energia elétrica.

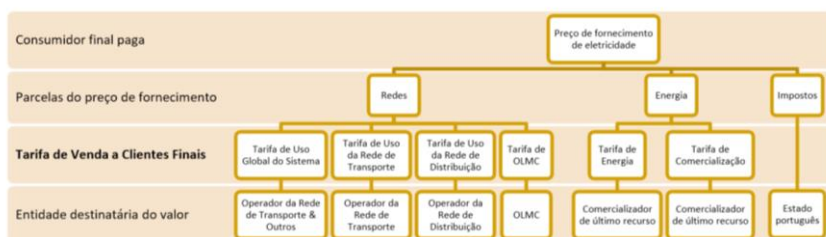
Graficamente pode ilustrar-se:

Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado



Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Fonte: ERSE

A.3. Responsabilidades financeiras no SEN

Neste contexto, a faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no mercado liberalizado.

Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (mercado regulado) e os proveitos recuperados pelas TAR.

O montante de rendimentos totais estimados para o setor deverá representar, em 2020, cerca de 6 470 M€, no qual o peso relativo dos proveitos regulados em Portugal continental será na ordem de 52% (cerca de 3 384 M€):



Fonte: ERSE

Os proveitos permitidos das atividades reguladas integram o montante de aproximadamente 1 928,8M€ de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e sustentabilidade incorporados nas tarifas de 2020, (que representa um acréscimo de 8,5% quando comparado com as tarifas de 2019), os quais são na sua generalidade *pass through*, designadamente:

1. ORT e GGS

- Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas;
- Sobrecusto do agente comercial;
- Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos;
- Plano de Promoção da Eficiência no Consumo;
- ERSE, Autoridade da Concorrência (AdC);
- Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da reserva de segurança do SEN;
- Custos com interruptibilidade;
- Custos com as tarifas transfronteiriças;
- Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.

2. ORD

- Rendas de concessão;
- Diferencial de custos com aquisição de energia a Produtores em Regime Especial (PRE);
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC);
- Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados;
- Rendas dos défices tarifários ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro;
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN e BTE;
- Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória;
- Tarifa social;
- J) Custos do OLMC.



Dos valores recebidos dos seus clientes, os comercializadores, incluindo o CUR, pagam ao ORD os valores respeitantes às TAR, e ao Estado Português os impostos incluídos nas faturas dos clientes.

Para cumprimento do pagamento das TAR, os comercializadores prestam aos ORD uma garantia, que tem um valor inicial definido aquando da celebração do contrato de uso das redes, a qual é aumentada em resultado do crescimento da faturação do comercializador em causa.

Por sua vez, para pagamento de desvios de consumo em relação às suas previsões, os comercializadores prestam ao ORD uma garantia que tem um valor definido no contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

As regras atuais não têm impedido o incumprimento de alguns comercializadores, revelando uma cobertura insuficiente face às suas responsabilidades financeiras perante o sistema.

Assim o CT tem insistido, nos seus pareceres, na necessidade de se implementar um novo sistema de gestão de garantias, gerido por uma entidade única com competências para o efeito.

B. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

Como acima se refere, o desenvolvimento do processo de liberalização do setor elétrico ditou o aumento do número de comercializadores a operar no mercado.

Nos últimos anos registou-se a insolvência de pequenos comercializadores de energia que se traduzem, até ao momento, em mais de 6 M€ de dívidas ao SEN (cerca de 5 M€ do acesso às redes e mais de 1 M€ no mercado de serviços de sistema).

Tendo em conta que parte destas dívidas têm sido pagas por todos os consumidores, e sendo essencial salvaguardar os interesses destes, dos operadores de redes e do gestor de sistema, em suma a integridade do SEN, o CT tem manifestado a sua preocupação com esta matéria, nos vários pareceres que tem emitido por solicitação expressa da ERSE, através de recomendações e sugestões, que a seguir se revisitam.

Assim:

1) Em novembro de 2018, no parecer que emitiu sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019", o CT efetuou as seguintes recomendações:

"A garantia de integridade do SEN deverá atender a duas vertentes indissociáveis

- Gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, onde o CT considerou ser imperioso e urgente garantir a gestão prudencial na atribuição de licenças de comercialização, designadamente pela prévia e cabal demonstração de idoneidade, capacidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais é solicitada a emissão de licença.
- Gestão integrada de riscos e garantias, onde o CT recomendou/considerou:
 - ✓ ser urgente a criação de um quadro legal da gestão integrada das garantias, tendo presente o contexto de internalização de dívidas de comercializadores por parte dos consumidores proposto nesta proposta de tarifas para 2019 e, ainda, a existência de riscos de natureza sistémica quer para o setor elétrico quer para o de gás natural, o CT;
 - ✓ que a atividade de gestor de garantias deva ser exercida por uma entidade independente, com conhecimento e experiência na gestão de garantias nos setores energéticos (quer de eletricidade quer do gás natural), o que virá a permitir uma gestão eficiente e potencialmente conjunta das garantias prestadas pelos agentes que operem em qualquer dos dois mercados, sugerindo para tal a OMIClear (diretamente ou através de uma outra entidade com a qual se encontre em relação de domínio ou grupo)."



- 2) De igual modo, em 2 de setembro de 2019, o CT no [parecer](#) que emitiu sobre a "Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)", objeto da [Consulta Pública n.º 78](#):
- Deixou muito clara a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e econômica dos agentes que pretendem o registro como comercializadores, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no SEN, em resultado de dívidas do acesso às redes.
 - Por essa razão, o CT recomendou:
 - no que tange à gestão do sistema de garantias previsto, ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência, porquanto tendo a gestão de garantias para o setor elétrico sido atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019 de 3 de junho, ao OMIP, importa avaliar a possibilidade de esta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulta de uma análise de custo-benefício com ganhos para o sistema;
 - que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica e
 - uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.
- 3) Em 15 de novembro de 2019, no [parecer](#) que emitiu sobre "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020", o CT destacou o facto de, decorridos 2 anos sobre a revisão do Regulamento das Relações Comerciais ([RRC](#)), ocorrida em 2017, a ERSE não ter ainda promovido a regulamentação nele prevista (art.º 99.º A, B e C), tendo produzido um "Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN" através da Diretiva n.º [11/2018](#), de 22 de junho, pelo que recomendou:
- a revisão urgente do RRC, bem como o desenvolvimento da regulamentação da atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN, estatuída no art.º 58.º-D do Decreto-Lei 76/2019, de 3 de junho;
 - a avaliação de outras medidas específicas que contribuam para mitigar este risco do SEN, como sejam:
 - ✓ Revisão urgente da regulamentação prevista no RRC possibilitando aos operadores agirem de forma célere a eventuais incumprimentos, limitando os prejuízos para o SEN que estes comercializadores possam vir a induzir, e a conclusão dos processos pendentes;
 - ✓ Possibilitar a redução da duração do ciclo de faturação entre os operadores e os comercializadores, quando a dívida se encontrar em situação crescente durante 2 meses consecutivos, para reduzir o risco de incumprimento e o valor das garantias;
 - ✓ Em caso de incumprimento confirmado, transferir de forma célere para o CUR a carteira de clientes desse comercializador, como medida cautelar.

Sendo entendimento do CT que o ORD e o ORT não podem incorrer em custos que decorrem da inexistência ou incumprimento de regulamentação, que vise nomeadamente a adequada gestão das garantias e a idoneidade e robustez financeira dos operadores de mercado, o CT recomendou à ERSE:

- ✓ a urgente definição das condições de recuperação pelo ORD dos montantes correspondentes aos 20% das dívidas de comercializadores condicionados pelo procedimento de cobrança judicial, devendo prever a inscrição destes montantes em proveitos permitidos, acrescidos de juros, logo que comprovado que foram executadas todas as diligências de cobrança, incluindo o competente processo judicial.



- ✓ Concluído o processo judicial, deverão ser entregues ao sistema os montantes relativos a quaisquer recebimentos que se venham a verificar.

C. RECOMENDAÇÕES INCORPORADAS PELA ERSE E PELO LEGISLADOR

Considerando o carácter não vinculativo dos pareceres emitidos pelo CT, as recomendações neles produzidas podem ter ou não acolhimento por parte da ERSE.

As recomendações do CT constantes do seu [parecer](#), emitido em novembro de 2018, sobre a "Proposta de tarifas e preços da energia elétrica e outros serviços em 2019", foram comentadas pela ERSE em documento específico.

O CT constatou, assim, que a ERSE, no domínio da recomendação para uma gestão prudencial na atribuição da licença de comercialização, referiu partilhar das preocupações do CT e deu conhecimento da realidade existente no espaço europeu.

A concordância do CT com uma gestão integrada de riscos e garantias no contexto do SEN e a recomendação da entidade que considera mais adequada para essa gestão, mereceram igualmente acolhimento expresso por parte da ERSE.

De igual forma, o CT regista positivamente a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do SEN, incluindo a Seção VI dedicada à gestão de riscos e garantias do SEN (artigos 58.º-A e segs.), contemplando, assim, as preocupações e sugestões do CT.

Em resposta às preocupações e recomendações do CT, a ERSE, reconhecendo a necessidade de alterar a gestão de riscos e garantias nos setores elétricos e do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos procedimentos, meios de prestação e atualização das garantias, seus custos e consequências de incumprimentos de obrigações por parte de agentes de mercado, lançou em outubro de 2016 uma consulta sobre este tema, tendo as respetivas conclusões conduzido a uma revisão regulamentar do setor elétrico mais orientada, que se veio a concretizar em 2017.

A ERSE considerou que, com a publicação do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), em dezembro de 2017, foi consagrada a existência de um modelo integrado de aferição de riscos e de prestação de garantias, o qual deveria ser objeto de subregulamentação para operacionalização dos detalhes operativos.

O CT regista ainda que a ERSE considerou que o conjunto de regras transitórias adotado através da sua Diretiva n.º 11/2018, de 22 de junho, corresponde à subregulamentação do RRC, por se considerar que as regras finais devem beneficiar de outros desenvolvimentos ainda não concretizados.

No que diz respeito às recomendações emitidas no seu [parecer](#) sobre a "Proposta de alteração do RME", o CT regista que as mesmas mereceram acolhimento no [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#), aprovado pela ERSE no Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, vide artigos 26.º a 33.º.

Quanto às recomendações do CT no parecer que emitiu sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020", foram objeto de comentários da ERSE em documento específico publicado em 16 de dezembro de 2019 em simultâneo com as tarifas e preços para a energia elétrica em 2020 e que, em síntese, se consubstanciam em três planos distintos:

- 1) Quanto à natureza específica dos incumprimentos, o CT constata que a ERSE reitera que o reconhecimento de proveitos aos mencionados operadores regulados é o resultado da análise completa de cada situação em concreto, que permita aferir da sua integral concordância com o conjunto de obrigações regulamentares, uma vez que "o contexto que gera a necessidade de se proceder ao fornecimento supletivo e a ocorrência de custos no perímetro do sistema tem necessariamente, sem prejuízo de se observarem princípios comuns para a sua consideração



regulatória, um tratamento casuístico em função da atuação de cada comercializador e da verificação que se faça do quadro regulamentar aplicável";

- 2) Quanto à definição de um quadro regulamentar completo, o CT regista que a ERSE reconhece que a gestão de riscos e garantias no âmbito dos setores regulados assume, para si, uma importância significativa, desde logo pelo facto de daí poderem decorrer custos económicos e reputacionais que afetam o funcionamento do mercado, tendo explicitado as várias ações que desenvolveu desde a aprovação do quadro regulamentar (RRC do setor elétrico, publicado em 17 de dezembro de 2017) até ao presente;
- 3) Quanto ao conteúdo e alcance da regulamentação a aprovar, a ERSE destaca a colocação em consulta pública do documento, agora em apreço, sobre a matéria e que é o resultado de um trabalho continuado da ERSE, facto que o CT regista positivamente.

A propósito das medidas elencadas pelo CT no mesmo parecer, a ERSE refere:

- ✓ Que o regime transitório já permitiu implementar normas de contenção de riscos (p. ex. a inibição de constituição de novos clientes em carteiras com situações de insuficiência no cumprimento das obrigações), ou a própria diferenciação de prazos de pagamento pelo que a proposta agora colocada a consulta, beneficiando da experiência entretanto recolhida com a aplicação do quadro transitório de regras, mantém e consolida este tipo de abordagem;
- ✓ Relativamente à proposta de transferência de clientes para fornecimento pelo CUR como medida cautelar, a ERSE entende que, face ao histórico, às medidas vigentes e perspetivadas, às dificuldades de enquadramento legal e regulamentar de tal medida, à perceção adversa sobre o mercado e aos possíveis efeitos na liberalização e na concorrência em prejuízo dos consumidores, as soluções em discussão se afiguram, neste momento, ajustadas ao princípio da proporcionalidade.

D. REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

O RRC, de dezembro de 2017, no que concerne ao tema de garantias a prestar pelos agentes de mercado, contempla as seguintes definições e princípios:

- a) Atividade do gestor de garantias - Compreende a gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos agentes de mercado, no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes (Artigo 99.º A, n.º 1);
- b) Exercício da atividade do gestor de garantias - A atividade do gestor de garantias é assegurada pelo operador da rede de transporte no âmbito da gestão global do sistema, podendo delegá-la em terceira entidade, mediante a autorização prévia da ERSE (Artigo 99.º A, n.º 2);
- c) Princípios gerais das atividades exercidas pelo gestor de garantias - O gestor de garantias está sujeito à observância dos seguintes princípios gerais (Artigo 99.º A, n.º 3):
 - i. Salvaguarda do interesse público.
 - ii. Igualdade de tratamento e de oportunidades.
 - iii. Não discriminação.
 - iv. Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria.
 - v. Minimização dos riscos sistémicos para o SEN.
- d) Princípios relativos ao apuramento do valor da garantia - O apuramento do valor de garantia a prestar no âmbito dos contratos de uso de redes e do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema



- tem em conta o histórico de, pelo menos, um ano de faturação no âmbito de cada contrato, devendo ser majorados os valores de garantia para os agentes de mercado que tenham verificado dois ou mais atrasos no cumprimento das obrigações constituídas no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes. Refere-se ainda que, para os agentes sem histórico de faturação, deve ser definido um valor de garantia mínimo, nos termos da regulamentação complementar (Artigo 99.º-C, n.º 1, 2 e 4).
- e) Verificação da suficiência da garantia prestada – Procedimento a realizar mensalmente, e, sempre que necessário, deverá efetuar-se uma atualização do valor da garantia para a conformar com o mínimo exigido (Artigo 99.º-C, n.º 3).
 - f) Penalização pela não atualização da garantia - A não atualização do valor da garantia por parte do agente de mercado implica a inviabilidade de constituir obrigações adicionais no âmbito dos contratos de uso das redes (Artigo 99.º-C, n.º 5).
 - g) Meios e forma de prestação de garantia - As garantias no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema e dos contratos de uso das redes são prestadas em numerário, depósito bancário, garantia bancária, seguro-caução, ou outro meio que assegure suficiente cobertura dos riscos assumidos pelo agente de mercado. Também se refere que o gestor de garantias pode propor à ERSE a aceitação de outro tipo de garantias para além das anteriormente referenciadas (Artigo 99.º-B, n.º 1 e 2).
 - h) Requisitos mínimos de crédito ou notação de risco - O gestor de garantias pode propor à ERSE a definição de requisitos mínimos de crédito ou notação de risco das instituições emitentes dos instrumentos de garantia (Artigo 99.º-B, n.º 3).
 - i) Garantias a prestar pelos comercializadores - As garantias previstas no n.º 6 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, devem ser prestadas pelos comercializadores, a favor da entidade concessionária da RNT, mediante uma das seguintes modalidades (Artigo 278.º, n.º 1):
 - i. Garantia bancária autónoma à primeira solicitação, emitida por uma instituição de crédito de primeira ordem.
 - ii. Linha de crédito irrevogável durante o período aplicável, mobilizável à primeira solicitação e concedida por uma instituição de crédito de primeira ordem.
 - iii. Seguro-caução com termos de mobilização equivalentes aos previstos para as modalidades referidas nas alíneas anteriores, constituído por uma instituição de seguros de primeira ordem.
 - j) Sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida - A entidade concessionária da RNT deve proceder à sub-rogação ou transmissão dos direitos resultantes de garantia emitida nos termos do número 1 do Artigo 278.º, ao operador das redes de distribuição que tenha satisfeito o pagamento dos montantes da parcela fixa e da parcela de acerto, no caso de não cumprimento da obrigação de pagamento pelo comercializador que tenha procedido à prestação da respetiva garantia (Artigo 278.º, n.º 2).

E. DIRETIVA N.º 11/2018, DE 22 DE JUNHO

1. Neste novo modelo plasmado no RRC foi atribuído à REN, enquanto operador da rede de transporte (ORT), ou a entidade por este designada para o efeito, as funções de gestor de riscos e de garantias. No entanto, este modelo estava dependente de posterior subregulamentação, que não se concretizou.
2. De acordo com a informação disponibilizada pela ERSE, no documento justificativo da proposta regulamentar em apreciação, o ORT terá manifestado dúvidas quanto à concordância do âmbito de atuação de um gestor integrado de garantias com os termos da concessão que é detentora.



3. Reconhecendo a necessidade de alterar o modelo de gestão de riscos e garantias então em vigor, a ERSE aprovou, em 22 de junho de 2018, a Diretiva n.º 11/2018.
4. Esta diretiva, de carácter provisório, pretendia responder às insuficiências e constrangimentos que tinham sido identificados pelos agentes de mercado, no âmbito de consultas desenvolvidas em 2016 e 2017.
5. Com a aprovação do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, foi consagrado um modelo de gestão integrada de garantias, em que se atribuiu ao OMIP, S.A., as funções de gestor de garantias.
6. As alterações decorrentes deste último diploma impactam tanto nas regras do RRC como na Diretiva n.º 11/2018, e assim sendo, nos termos do art.º 58.º-D do diploma, a ERSE desenvolveu a presente proposta de regulamentação.

II

ESPECIALIDADE

PROPOSTA DE DIRETIVA

A. Anexo I – Gestão de riscos e garantias no SEN

A.1. Período transitório

Como se infere das situações já ocorridas, entende o CT que um dos pilares fundamentais para o correto funcionamento do mercado assenta no reforço dos mecanismos de gestão prudencial dos riscos para o SEN, prévios e sucessivos ao registo da atividade de comercialização de energia elétrica, que compete à DGEG fazer aprovar, ouvida a ERSE.

Este seu entendimento encontra-se aliás estatuído no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que refere: "(...) a DGEG, ouvida a ERSE, deve apresentar, no prazo de 90 dias após a entrada em vigor do presente decreto-lei, uma proposta fundamentada de critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado que pretendem obter o registo de comercialização".

Neste contexto, o novo modelo proposto de gestão de riscos e garantias sairá amplamente reforçado com a definição dos critérios previstos no n.º 3 do artigo 47.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Com efeito, o estabelecimento de mecanismos de gestão prudencial dos riscos dos agentes do SEN é essencial para se minimizarem os impactos decorrentes das situações de incumprimento, nomeadamente através da deteção antecipada dos agentes potencialmente expostos a estes riscos.

Adicionalmente, o CT sugere que se aproveite o período de transição estabelecido na proposta de diretiva, para se expurgarem as situações de incumprimento existentes no atual contexto, acautelando desse modo a migração de todos os agentes para o novo modelo, em condições de equidade.

A.2. Modelo de garantias

O modelo de garantias proposto define que o agente de mercado deve prestar dois tipos de garantias: uma garantia individual para cobrir a exposição ao risco e as responsabilidades do próprio agente de mercado e uma garantia solidária que cobre os riscos e responsabilidades gerais dos agentes de mercado numa lógica de proteção sistémica do SEN.

A ERSE refere no documento justificativo que "o coeficiente de repartição entre garantia individual e solidária deve ser mantido flexível para fixação em função das próprias condições de mercado, sem prejuízo de se definir com carácter transitório um parâmetro de 70% para cobertura das responsabilidades pela garantia individual do agente de mercado".



De igual modo, destaca que "no que respeita à determinação da garantia solidária, esta é, na atual proposta, definida como sendo equivalente às responsabilidades conjuntas dos dois maiores agentes de mercado (em volume de responsabilidades assumidas), com um minorante de 60% do volume global de responsabilidades constituídas no SEN."

O CT recomenda à ERSE que, com a introdução da garantia solidária, seja revista a ponderação entre os dois tipos de garantia de modo a mitigar-se uma transição excessiva de responsabilização das falhas dos agentes incumpridores para os agentes cumpridores.

Cumprir realçar que, atualmente, os agentes são integralmente responsáveis pelo cumprimento das suas responsabilidades individuais.

Assim, e por forma a prevenir distorções materiais da concorrência entre agentes de mercado, o CT considera que a garantia solidária deve assumir um valor inferior a 30%, e que o referencial para o cálculo do valor da garantia solidária não tenha por base os dois maiores agentes de mercado, mas sim, por exemplo, do valor médio global das responsabilidades dos agentes.

Entende ainda o CT que, a garantia de um sistema saudável e sustentável depende da celeridade em corrigir as situações de incumprimento e não em almejar valores elevados de garantias solidárias.

A.3. Procedimento de informação até ao fornecimento supletivo

O quadro regulamentar atual atribui ao CUR a obrigação de fornecimento aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade.

A legislação e a regulamentação da ERSE carecem de uma maior definição relativamente aos procedimentos a observar por parte dos agentes, especialmente na situação em que a carteira de clientes do agente incumpridor tenha de ser migrada para o CUR.

Considera o CT que só a definição clara e tempestiva dos prazos aplicados e das respetivas responsabilidades dos agentes ORD, GGS, CUR e OLMC pode colmatar a indefinição atual.

Entende o CT que importa, assim, acautelar a definição dos fluxos de informação necessários até ao fornecimento supletivo dos clientes (quem, quando e como).

Em cumprimento e aplicação do conceito de fornecimento supletivo, devem os clientes em causa, ser informados em tempo útil do processo de transferência de contrato para o CUR, a que vão estar sujeitos.

Cumprir ainda salientar que este mecanismo deverá respeitar o preceituado na Lei da Proteção de Dados Pessoais, uma vez que a transferência da carteira de clientes do agente inibido implica a transmissão dos respetivos dados pessoais para os CUR.

A.4. Verificação da suficiência e atualização da garantia individual

De acordo com a proposta de diretiva, a verificação da suficiência da garantia individual deve ser efetuada com periodicidade diária e, paralelamente, o gestor integrado de garantias deve enviar ao agente de mercado um aviso para eventual necessidade de reforço da garantia individual, sempre que as responsabilidades constituídas pressuponham uma grandeza superior a 95% do valor da garantia individual prestada.

O n.º 5 do Art.º 9.º refere um prazo extraordinário de 10 dias úteis para o agente atualizar a garantia antes da suspensão da carteira; adicionalmente, o n.º 7 do mesmo art.º atribui um prazo de 10 dias úteis até que a suspensão ocorra efetivamente.

Apesar de estar estabelecido na proposta um prazo máximo de 20 dias úteis para reposição de garantias, o CT considera que seria possível encontrar um mecanismo alternativo, mais expedito e flexível, para redução do risco sistémico e utilização das garantias solidárias.



No entendimento do CT, o mecanismo poderá ser revisitado de modo a permitir um ajustamento em função da evolução temporal do grau de cobertura efetiva das responsabilidades dos agentes. Desta forma, uma evolução abrupta das responsabilidades dos agentes poderia ser acautelada de forma mais imediata e tempestiva.

A.5. Valorização das responsabilidades em aberto

- a. O n.º 2 do artigo 7.º, no que concerne às responsabilidades individuais em aberto dos agentes no âmbito do SEN, considera de forma indiferenciada os contratos de usos da rede de distribuição, da rede de transporte e de adesão ao mercado dos serviços de sistema.
- b. Ao contrário dos consumos de energia elétrica afetos a uma carteira de um agente de mercado comercializador, as responsabilidades dos agentes de mercado no mercado dos serviços de sistema dependem da sua forma de atuação no mercado organizado ou em contratação bilateral e da volatilidade do preço. A forma de contratação e o preço podem variar repentinamente e tornar a garantia, calculada com base na faturação dos últimos 3 meses, insuficiente para cobrir o risco do agente.
- c. O CT sugere que a determinação das responsabilidades individuais acomode este contexto.

A.6. Comercializador de Ultimo Recurso (CUR)

De acordo com a proposta de diretiva, no seu Art.º 3º, e como novidade, o CUR que atua no território continental é sujeito interveniente na gestão de riscos e garantias no SEN.

Não sendo o CUR um agente comercialmente ativo no mercado, não tem total controlo na sua carteira de clientes.

Esta situação origina desafios adicionais ao CUR a quem cabe receber os clientes cujos comercializadores tiverem contratos suspensos, implicando o aumento da componente individual da garantia a prestar e, consequentemente incorrer em custos adicionais.

Por outro lado, o fornecimento supletivo aos clientes afetados numa situação de *default* de um comercializador, não garante a permanência desses mesmos clientes no CUR.

Do anteriormente exposto e dada a sua natureza regulada, o CT não encontra justificação substantiva para que o CUR se deva enquadrar no âmbito desta diretiva.

Caso a ERSE mantenha a sua proposta, o CT defende que este sobrecusto da empresa regulada deverá ser reconhecido pela ERSE.

B. Anexo II – Procedimentos de informação operacional ao gestor integrado de garantias

O artigo 16.º da proposta de diretiva dispõe que os operadores de rede e o gestor global do SEN devem remeter ao gestor integrado de garantias, com periodicidade diária, a informação discriminada das responsabilidades de cada agente de mercado no âmbito dos contratos de uso de redes e ou contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema.

Tendo presente os objetivos a que a referida informação pretende dar resposta, o CT concorda com os procedimentos agora propostos.

Contudo dado serem procedimentos que agora se iniciam e com custos previsíveis associados, o CT sugere que os mesmos sejam periodicamente revisitados pelo regulador, que aferirá em cada um desses momentos da manutenção ou não da sua adequabilidade face aos objetivos propostos, em forma, natureza e periodicidade.



C. Anexo III – Procedimentos de informação à ERSE

Para concretização do modelo proposto, a ERSE pretende implementar fluxos de informação entre os operadores de rede e o gestor global do SEN com o gestor integrado de garantias, de modo a que se concretizem as disposições de verificação continuada da suficiência e da constituição de garantias.

O CT considera positiva a obrigatoriedade de o gestor integrado de garantias disponibilizar à ERSE informação diária da posição de responsabilidades, pagamentos, garantias exigíveis e constituídas dos agentes de mercado.

D. RECOMENDAÇÕES FINAIS

1. A discussão sobre o modelo de gestão de riscos e garantias, que teve início em 2016, tem vindo a evoluir de acordo com as alterações que o funcionamento dos sectores elétrico e do gás natural sofreu nas últimas décadas, reconhecendo-se a necessidade de definir um modelo de gestão de riscos e garantias para ambos os sectores. Pela sua natureza, estes sectores tendem cada vez mais a estar interligados, nomeadamente na atividade comercial (oferta dual).

Neste sentido, este tema foi igualmente incluído na revisão regulamentar de ambos os sectores, nomeadamente na recente proposta de fusão dos regulamentos de relações comerciais (RRC), e que entendemos como um passo positivo para a adequação das peças regulamentares de ambos os sectores à aplicação de um modelo único de gestão de riscos e garantias.

O CT entende que a regulamentação em apreço nesta consulta, assumindo relevância crescente para evitar riscos de contraparte que oneram desnecessariamente os sistemas, deveria incluir o sector do gás natural, com a contribuição dos agentes de ambos os setores.

2. O CT sugere a avaliação, por parte dos agentes e da ERSE, da viabilidade de adaptar os atuais fluxos de informação ao formato padronizado a implementar, com o objetivo de evitar custos acrescidos para todos os agentes e consumidores.
3. O CT sugere, ainda, que nesses fluxos de informação seja dado o destaque possível a situações de incumprimento ou de previsível incumprimento, para um acompanhamento mais próximo.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 14 de janeiro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [\[Consulta Pública n.º 78\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²²⁰

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a "*Proposta de alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME)*" cabendo ao CT emitir parecer até 2 de setembro de 2019.

Considerando que o CT reunirá para emissão de parecer sobre a Consulta Pública n.º 77 "Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC)", com prazo de resposta até 16/setembro/2019, foi solicitada a prorrogação do prazo de emissão deste parecer para a mesma data, pretensão que foi aceite.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

O Regulamento da Mobilidade Elétrica ([RME](#)) vigente foi publicado pela ERSE em dezembro de 2015, na sequência das alterações legislativas resultantes da publicação do Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho.

Recentemente, a Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica (EGME) apresentou uma proposta para o Manual de Procedimentos da Atividade da EGME, tendo a ERSE concluído ser possível integrar grande parte das suas disposições no próprio RME, prescindindo assim da peça de subregulamentação.

Não tendo sido disponibilizada a referida proposta de Manual de Procedimentos da Atividade da EGME, o CT procurou identificar as alterações introduzidas comparando o articulado do RME em vigor com a proposta de RME em consulta.

II

ESPECIALIDADE

1) DEFINIÇÃO DOS AGENTES E ACESSO À ATIVIDADE

O CT manifestou em pareceres anteriores²²¹ a importância que atribui à gestão prudencial da capacidade, idoneidade técnica e económica dos agentes que pretendem o registo de comercialização, de modo a acautelar, em caso de insolvência, impactos no Sistema Elétrico Nacional (SEN), em resultado de dívidas do acesso às redes, que os cidadãos não estão disponíveis para continuar a suportar, quer como consumidores de energia elétrica quer como contribuintes.

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procede à inclusão na Secção VI da "Gestão de riscos e garantias no SEN", contemplando as preocupações e sugestões do CT quanto à gestão prudencial de garantias, facto que o CT regista positivamente.

²²⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

²²¹ [Parecer](#) tarifas e preços e outros serviços em 2019, emitido em 15/nov/2018.



A atividade de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica está sujeita a registo, nos termos da legislação em vigor:

- a) Portaria n.º 240/2015, de 12 de agosto - fixa o valor das taxas devidas pela apreciação do pedido, e efetivação, do registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica, pela emissão da licença de operação de pontos de carregamento e pela realização das inspeções periódicas;
- b) Portaria n.º 241/2015, de 12 de agosto - estabelece os requisitos técnicos a que fica sujeita a atribuição de licença para o exercício da atividade de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica, bem como algumas regras procedimentais aplicáveis à instrução do respetivo requerimento.

No documento em consulta é afirmado pela ERSE: *"A atribuição do registo de comercialização, pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), carece de prévia demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar"*.

Neste particular, o CT releva que *"a capacidade e idoneidade técnicas"* se encontram devidamente legisladas na Portaria n.º 241/2015. No que concerne às *"condições de capacidade económica para operar"*, o CT desconhece os parâmetros que serão utilizados e ainda se existe legislação aplicável.

O CT verifica que a proposta em análise prevê a apresentação de garantias que cubram 4 meses de operação, destacando:

- a) A sua concordância com a proposta da ERSE quanto ao tipo de garantia *"... seja de fácil execução e, ou seja, de pagamento à primeira solicitação, podendo a garantia consubstanciar a forma de numerário, depósito bancário, garantia bancária ou seguro-caução"*, bem como outros meios de garantias já considerados aceites na regulamentação do setor elétrico.
- b) Regista a atribuição da gestão prudencial e diária destas garantias à EGME;
- c) Concorda com a metodologia de atuação e propostas de consequência nos casos de incumprimentos.

No que tange à gestão do sistema de garantias previsto, o CT recomenda ponderação por parte da ERSE relativamente à definição da entidade com tal incumbência. Com efeito, no âmbito do SEN, a gestão de garantias para o setor elétrico foi atribuída, nos termos do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, ao OMIP, importando assim, avaliar a possibilidade desta entidade assumir a gestão das garantias no setor da mobilidade elétrica, desde que tal resulte de uma análise do custo-benefício com ganhos para o Sistema.

O CT recomenda ainda, que os valores mínimos das garantias a fixar sejam adequados aos riscos de incumprimentos contratuais e ao mesmo tempo não constituam um entrave a uma maior concorrência das atividades exercidas no âmbito do sistema de mobilidade elétrica. Neste sentido, o CT sugere uma maior explicitação no apuramento do valor mínimo das garantias a prestar.

2) PROTEÇÃO DE DADOS PESSOAIS

Independentemente do modelo de organização da rede de mobilidade elétrica que vier a ser adotado, os agentes do setor devem cumprir as obrigações decorrentes do Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD) no âmbito da proteção de dados pessoais de pessoa singular.

Efetivamente, todo o desenvolvimento da economia digital a que assistimos deve assentar e garantir o uso estritamente necessário dos dados pessoais imprescindíveis para a concretização das transações, salvaguardando o indispensável consentimento explícito do titular dos dados no caso de se pretender a utilização dos mesmos para fins complementares devidamente identificados.

Nesta proposta de revisão do Regulamento da Mobilidade Elétrica, a ERSE apresenta os principais eixos de aplicação das regras de proteção consoante o tipo de relacionamento entre os diferentes agentes



participantes (EGME, o CEME e o OPC) e expressa, de forma muito clara, a necessidade de respeitar os princípios da proteção de dados pessoais, posição com a qual o CT concorda.

3) PROVEITOS, TARIFAS REGULADAS E PREÇOS

3.1) Tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade

A ERSE propõe que a tarifa de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade seja equivalente à tarifa de acesso às redes em BTN, com conversão dos preços de potência para preços de energia. No caso das ligações à rede em MT, este valor é deduzido da tarifa de uso da rede de distribuição em BT.

O CT considera que a ERSE deveria aplicar uma estrutura tarifária que garanta que as instalações BTN, cuja faturação do acesso às redes é definida em função da potência contratada, não sejam penalizadas pelo aumento de potência decorrente da instalação de um ponto de carregamento, de forma a garantir igualdade de tratamento entre pontos de carregamento, independentemente do nível de tensão a que se encontrem ligados.

O [Regulamento Tarifário](#) do setor elétrico determina que a faturação da potência a instalações em BTN depende da potência contratada, enquanto instalações em MT e BTE são faturadas em função da potência máxima tomada nos últimos 12 meses incluindo o mês a que a fatura reporta.

Tendo em atenção o que oportunamente recomendou, e a ERSE acolheu, no âmbito da iluminação pública, o CT propõe a adoção de um modelo de faturação semelhante ao aplicado na IP, em que, para efeitos de faturação, se considera a potência máxima tomada pela instalação. Considere-se, entre outros, o condomínio (ver ponto adiante) onde a instalação existente na zona comum sofre um reforço de potência de forma a suportar o carregamento de veículos elétricos.

Considera o CT que o contributo positivo para a transição energética através da promoção do desenvolvimento da rede de mobilidade elétrica só será possível se esta gozar de uma estrutura de encargos cuja razoabilidade seja uma evidência.

3.2) Tarifas da EGME

O setor da mobilidade elétrica em Portugal tem uma organização única no contexto europeu, por centrar a gestão do sistema de mobilidade elétrica numa entidade regulada, papel esse que foi atribuído à EGME. A não existência de entidades homólogas de outros países europeus inviabiliza o estabelecimento de *benchmarks* ou de estudos comparativos de custos e proveitos para a atividade da EGME.

Na revisão do RME agora promovida, a ERSE não propõe qualquer alteração à estrutura e metodologia de definição dos proveitos e das tarifas da EGME. Neste contexto, mantêm-se os comentários apresentados no [parecer](#) do CT à anterior [Consulta Pública](#) de revisão do RME, promovida pela ERSE em 2015, nomeadamente a definição de um modelo de custos aceites regulatória e economicamente justificável.

O caráter emergente do setor da mobilidade elétrica e as esperadas respostas inovadoras do mercado recomendam uma regulação exigente para evitar qualquer tipo de subsídio cruzada entre agentes do setor, incluindo no seio da própria EGME dada a possibilidade regulamentar de serem exercidas atividades com proveitos não regulados que não devem contaminar a esfera contabilística e financeira sujeita a escrutínio regulatório.

4) MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

São da responsabilidade do ORD e da EGME as atividades de medição, leitura e disponibilização de dados no setor da mobilidade elétrica.

O modelo de gestão de dados que é proposto aplicar às instalações de consumo com contrato BTN impõe a recolha de diagramas de carga quarti-horários, já em aplicação para os pontos de entrega em MT e BTE. Esta proposta implica alterações aos sistemas de informação do ORD, sendo definido um período



transitório, até 30 de junho de 2020, durante o qual se aplicará um modelo simplificado de disponibilização de dados.

O CT considera adequado o modelo transitório proposto.

A referência horária dos equipamentos é essencial para a aferição das transações da mobilidade pelo que o CT recomenda que os OPC ou DPC assegurem o sincronismo dos equipamentos através da distribuição da referência de tempo a todas as unidades de forma automática. Esta terá por base o padrão mundial da hora UTC disponível em diversas tecnologias. A ligação em rede com o EGME e os meios dos OPC/DPC devem permitir a verificação regular do desvio horário individual dos equipamentos de medição instalados nos pontos de alimentação dos postos de carregamento para deteção e correção de não conformidades.

O encerramento do reporte de dados de consumo apenas no final do terceiro dia seguinte ao do carregamento do veículo elétrico (devido à imposição da necessidade de recolha, troca e processamento de dados entre a EGME e o ORD para o efeito) impede a monitorização e disponibilização de informação em tempo real aos clientes sobre os custos dos seus carregamentos, com impacto negativo na esfera do cliente.

A EGME disponibilizará aos CEME os dados de consumo provisórios no dia seguinte ao do carregamento dos veículos elétricos. O CT entende que os dados de consumo deveriam ser disponibilizados ao CEME imediatamente após o final do carregamento, não obstante a EGME manter o direito de atualizar esses mesmos dados até ao terceiro dia seguinte ao do carregamento.

O CT recomenda que não sejam sujeitos a acertos os consumos dos pontos de carregamento, devendo os desvios ser acomodados entre os agentes comercializadores, até ao terceiro dia seguinte ao do carregamento, como sucede no setor elétrico, relativamente ao acerto de carteiras dos comercializadores.

Da mesma forma, as transações associadas à mobilidade elétrica devem ter um valor definitivo para o consumidor, comunicado no ato do carregamento. Desta forma, assegura-se uma maior confiança dos consumidores na utilização da rede de mobilidade elétrica, à semelhança do que ocorre com o abastecimento de combustível.

A ERSE propõe que o modelo e formato dos dados disponibilizados pela EGME aos diversos agentes do setor da mobilidade elétrica resultem de um processo de consulta de interessados. O CT entende que, sempre que possível, seja aproveitado o modelo e formato já testados no projeto piloto, atendendo aos significativos investimentos em sistemas de informação já realizados pelos agentes durante esta fase.

É proposto que a metodologia utilizada para acertos e correções de consumo da rede de mobilidade elétrica seja publicada pela EGME na sequência de consulta de interessados. O CT entende que, atenta a necessária interação entre EGME e ORD no tratamento destas situações, a metodologia a submeter a consulta de interessados seja elaborada conjuntamente pela EGME e ORD.

5) QUALIDADE DE SERVIÇO

O CT considera adequadas as regras propostas pela ERSE referentes à qualidade de serviço, uma vez que estas se encontram alinhadas com a regulamentação estabelecida no Regulamento n.º [629/2017](#), de 21 de dezembro, referente à Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

6) DETENTOR DE PONTOS DE CARREGAMENTO DE ACESSO PRIVATIVO

O Regulamento de Mobilidade Elétrica em discussão pública estabelece regras para a operação de OPC e de DPC, entendendo o CT que se revela necessária uma maior clarificação nomeadamente sobre a operação dos espaços privados e dos espaços privados de acesso ou fruição pública.



7) DESEMPENHO DA EGME NA ATIVAÇÃO, BLOQUEIO, DESBLOQUEIO E CANCELAMENTO DE CARTÕES DE UVE

A ERSE, na sua proposta, introduz um indicador geral relativo ao desempenho da EGME no que diz respeito às ações de ativação, bloqueio, desbloqueio e cancelamento de cartões de UVE, utilizando para o efeito um prazo de referência de 24 horas.

A proposta estabelece ainda que a EGME envie à ERSE os dados solicitados relativos ao ano civil anterior até 15 de março.

O CT concorda com o proposto no articulado, sugerindo que a informação relativa ao desempenho da EGME na gestão dos cartões de UVE seja tornada pública, atenta a relevância da mesma para os utilizadores de veículos elétricos.

8) EXPERIÊNCIA DO UTILIZADOR

Como afirmado pela ERSE *"A rede de mobilidade elétrica ainda se encontra a operar em projeto piloto, ou seja, as regras que se aplicam ainda não são as definitivas. Deste modo, o RME publicado pela ERSE ainda tem aplicação reduzida"*.

O projeto de mobilidade elétrica foi iniciado em 2009 e, passados 10 anos, a incipiência da sua implementação deve-se em parte ao modelo de desenvolvimento adotado, em que para além do carregamento doméstico, apresenta apenas um modelo de elevada complexidade e centralização, sem que se tenham adotado soluções de maior simplicidade e consequente racionalidade económica.

No [parecer](#) do CT sobre a mobilidade elétrica de 2015, afirma-se que: *"Não sendo a mobilidade elétrica um serviço público essencial, recomenda-se que o Regulamento permita a implementação complementar de formas flexíveis de contratação, nomeadamente sistemas pré-pagos ou outras, com grande amplitude do ponto de vista da comercialização, de forma a possibilitar um acesso mais generalizado aos serviços de carregamento por parte dos utentes, nacionais e turistas"*.

A ERSE, nos seus comentários relativos à consulta pública de 2015, referiu *"Deve ser possível enquadrar fornecimentos esporádicos/eventuais, que permitam o modelo de negócio semelhante ao das bombas de gasolina. Nessa modalidade, o custo do fornecimento é pago no momento pelo UVE, não ficando aderente de qualquer contrato de fornecimento com um CEME e não precisando de um cartão. Veja-se, por exemplo, o que se pode passar com os carros alugados. Nesta situação, o "cliente eventual" corresponde a uma única transação e extingue-se nesse momento"*.

Não tendo sido, implementado, vem o CT reiterar a posição já expressa no supracitado parecer.

9) CONDOMÍNIOS

9.1. A questão técnica

A adaptação das instalações de utilização elétricas dos edifícios coletivos em propriedade horizontal é matéria que suscita preocupação ao CT, considerado o conhecimento da desadequação das instalações existentes em exploração e da escassa divulgação das regras hoje em vigor.

O CT tem presente o Guia Técnico das Instalações Elétricas para a Alimentação de Veículos Elétricos, que visa as instalações elétricas em edifícios, publicado no [site](#) da DGEG, estudado e produzido pela Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica – CTE 64, com data de março de 2015, atualizada em 2017.

Noutra dimensão da questão, o CT também tem conhecimento de situações que têm ocorrido, e continuam a ocorrer, em condomínios, que incorporam a manifesta impreparação dos mesmos para abordar esta temática. A crescer, assinala-se a proliferação, algo acentuada, de veículos elétricos postos à carga por ligações efetuadas por extensões elétricas entre a habitação do dono do veículo e a via pública, onde a viatura estaciona, com evidente atropelo das normas mais elementares da segurança de pessoas e bens.



Para o CT, o atual estado significa um evidente divórcio entre as regras adequada e oportunamente criadas e o conhecimento público das mesmas.

Perante esta evidência, o CT não pode deixar de recomendar a realização de campanhas públicas de informação sobre o tema, coordenadas entre a ERSE e a DGEG, com o apoio das associações de defesa dos consumidores e dos distribuidores de energia elétrica em baixa tensão.

Adicionalmente a instalação de postos de carregamento em espaços privados como condomínios deve, apenas, requerer o licenciamento das instalações.

9.2. A questão tarifária

Da análise efetuada, o CT constata que, a maioria dos serviços comuns dos edifícios coletivos em propriedade horizontal dispõe de contrato de fornecimento de energia em Baixa Tensão Normal (BTN) ou em Baixa Tensão Especial (BTE).

Dependendo da dimensão do edifício no que concerne ao número de frações em propriedade horizontal, ao CT afigura-se razoável deduzir que, com instalações de carregamento para mobilidade elétrica, os serviços comuns dos edifícios contratem, na maioria das situações, fornecimento de energia em BTE, possivelmente em média tensão num futuro próximo para os grandes edifícios.

Como atrás se refere, na BTE e na MT a potência faturada obedece a uma regra específica. Contudo, existirão edifícios de menor dimensão, com estacionamento coletivo, onde os serviços comuns terão contrato de fornecimento de energia elétrica em BTN.

Considerando o CT que a transição energética no âmbito da mobilidade deve aportar uma estrutura de encargos cuja razoabilidade seja uma evidência, defende que a recomendação acolhida no âmbito da iluminação pública seja alargada aos condomínios com instalações de mobilidade elétrica e com contrato de fornecimento em BTN.

Assim, o CT considera essencial que a ERSE articule com a DGEG, em conjunto com os distribuidores de energia elétrica em baixa tensão, a criação, no processo de licenciamento, de um local de consumo de "serviços comuns com mobilidade elétrica".

10) DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO PELOS CEME AOS UVE NO ÂMBITO DA ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA

A rotulagem da energia elétrica permite, por um lado, a diferenciação dos CEME e das suas ofertas comerciais no mercado e, por outro, a escolha de consumo consciente e informada por parte dos UVE sobre os impactos ambientais provocados pela energia elétrica consumida pelos seus veículos.

O RME em discussão pública estabelece a obrigação de o CEME disponibilizar através da internet ou outros meios de comunicação, informação atualizada sobre a rotulagem de energia elétrica, designadamente o *mix* das suas ofertas e o valor de emissões de CO₂ associadas ao consumo do UVE.

Sendo a rotulagem da energia elétrica um potencial instrumento de diferenciação das ofertas em mercado, considera o CT adequado o método proposto no Artigo 14.º do RME para a determinação dessa mesma rotulagem.

Com efeito, a determinação da rotulagem de energia elétrica dependerá da modalidade de aprovisionamento de energia elétrica praticada pelo CEME:

- a) Contratação com CSE (Comercializador do Setor Elétrico)
- b) Contratação bilateral
- c) Contratação através de mercados organizados



Numa situação de provisionamento de energia elétrica por via da contratação com um único CSE, a informação de rotulagem determinada pelo CEME deverá corresponder à rotulagem da oferta do referido CSE. Contudo, numa situação de contratação com mais do que um CSE, o *mix* de energia do CEME deverá corresponder à ponderação dos diferentes *mix* dos CSE pelo volume de energia de cada oferta.

Nas demais modalidades de contratação em que o CEME tenha obtido o estatuto de agente de mercado equiparando-se aos CSE, aquele deverá determinar o *mix* de energia de acordo com as regras definidas na Diretiva ERSE n.º 16/2018, de 13 de dezembro. De acordo com a referida Diretiva, para o cálculo do *mix* da oferta, o CEME deverá considerar não só o *mix* do SEN como também os contratos bilaterais estabelecidos ou as Garantias de Origem (GO) detidas.

O CT realça a necessidade urgente da implementação do mecanismo de emissão de GO, que se encontra inativo desde 2015. Com as alterações introduzidas pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, esteve em consulta pública até 11 de agosto o Manual de Procedimentos da EEGO, aguardando-se a publicação dos instrumentos necessários à sua implementação.

O CT manifesta concordância com as regras definidas no âmbito da informação da rotulagem de energia elétrica, cujo teor deverá ser disponibilizado pelos CEME aos UVE.

III

RECOMENDAÇÕES

No presente parecer o CT expressa um conjunto de recomendações reconhecendo que as medidas previstas pela ERSE nesta revisão do RME decorrem do quadro organizativo definido na Lei.

Entende ainda o CT ser oportuna a formulação de uma recomendação adicional, como segue:

No parecer que sobre esta mesma matéria expressou em 2015, o CT recomendou que fosse perspetivada pela ERSE a diligência, junto dos órgãos competentes, das conversações necessárias à revisão integral do sistema equacionado para a gestão da mobilidade elétrica.

Hoje, perante a realidade existente, o alerta do CT sai reforçado na defesa dessa revisão profunda.

É cada vez mais evidente que os utilizadores de veículos elétricos esperam que o abastecimento em espaço público tenha um processo simplificado e com a facilidade de utilização idêntica à que hoje existe para os combustíveis fósseis (pagamento a dinheiro ou com cartão de débito ou crédito e emissão de fatura no ato de pagamento).

Uma simplificação com este contexto:

1. Reduzirá as complexidades processuais, bem como os riscos económicos, associadas à existência de agentes de mobilidade elétrica.
2. Simplificará a relação entre os OPC e os CSE (toda a energia entrada nos Postos de carregamento é contratualizada entre estas duas entidades, como em qualquer outro contrato de fornecimento de energia no setor elétrico).
3. Deverá determinar a responsabilidade pelo controlo e aferição dos equipamentos que, dos OPC, registam as quantidades utilizadas (admitindo-se que sejam potência e tempo).

Com esta convicção, reforça o CT a recomendação para que a ERSE promova as diligências necessárias à simplificação do processo do abastecimento de veículos elétricos, alinhando com as melhores práticas internacionais e facilitando a interação de utilizadores de veículos elétricos de outros países.



IV
CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 16 setembro de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia** ◆ [\[Consulta Pública Prévia n.º 77\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²²²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta "*Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia*" cabendo ao CT emitir parecer até 16 de setembro de 2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Os estatutos da ERSE preveem que a ERSE: ... "*tem como atribuição contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados (eletricidade e gás natural), estimulando, nomeadamente, a adoção de práticas que promovam a eficiência energética e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço.*"

Neste sentido a ERSE tem promovido, desde 2006, a implementação de Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) no SEN.

As primeiras regras do PPEC foram aprovadas em julho de 2006, através do Despacho n.º 16122-A/2006, de 3 de agosto, revistas em junho de 2008, através do Despacho n.º 15546/2008, de 4 de junho, e novamente revistas através da Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março na sequência da publicação da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro.

O PPEC, previsto no art.º 135.º no [Regulamento Tarifário](#) do setor elétrico, é um mecanismo de promoção de ações de gestão da procura de energia elétrica, utilizado ininterruptamente desde 2007.

A avaliação das medidas implementadas de promoção de eficiência no consumo permite concluir que o apoio a estas medidas apresenta benefícios para os consumidores, para o setor elétrico e para a sociedade.

Os desenvolvimentos verificados e esperados no setor energético e a experiência adquirida pela ERSE e pelos agentes do setor que se candidataram e implementaram medidas no âmbito das diversas edições do PPEC, aconselham a revisão e melhoria das regras do PPEC, objeto desta consulta pública, entendimento partilhado pelo CT²²³.

II

ESPECIALIDADE

17. CONTEXTO EUROPEU E NACIONAL DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Nos últimos anos a Comissão Europeia tem desenvolvido mecanismos e proposto diversos diplomas para a construção de uma política comum para a energia e o ambiente, numa estratégia orientada essencialmente para a mitigação dos efeitos das alterações climáticas.

²²² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

²²³ Conforme expresso em anteriores pareceres



Destes diplomas, merecem particular destaque os que resultam da visão estratégica para uma economia próspera, moderna, competitiva e neutra até 2050 "Um planeta limpo para todos", adotada em novembro de 2018, e que estabelece que o caminho para uma economia neutra em termos de clima tem 3 objetivos principais: dar prioridade à eficiência energética, alcançar a liderança mundial em energia de fontes renováveis e estabelecer condições equitativas para os consumidores e uma ação conjunta em sete áreas-chave: eficiência energética; implantação de fontes de energia renováveis; mobilidade ecológica, segura e conectada; indústria competitiva e economia circular; infraestruturas e interconexões; bioeconomia e sumidouros naturais de carbono; captura e armazenagem de carbono a fim de eliminar as emissões remanescentes.

Importa realçar, ainda, as 8 peças do pacote legislativo decorrentes da visão "Energia limpa para todos os Europeus", já em vigor, destacando-se como particularmente relevantes no âmbito deste parecer as seguintes:

- Diretiva (UE) 2018/2002: Revisão da Diretiva de Eficiência Energética, que estabelece uma meta para a UE de 32,5% de melhoria na eficiência energética para 2030, também com a possibilidade de uma revisão para aumento desta meta em 2023;
- Regulamento (UE) 2018/1999: O novo Regulamento da Governação da União da Energia, que inclui a obrigação dos Estados-Membros apresentarem um Plano Nacional integrado Energia Clima para 2021-2030, a entregar à Comissão Europeia até 31 de dezembro de 2019, o qual incluirá as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

No âmbito da política energética nacional é de realçar o Plano Nacional de Energia Clima (PNEC) 2030 que enquadra as obrigações decorrentes do Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática, e será o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030. O PNEC visa garantir coerência entre políticas nas áreas da energia e clima para a concretização das metas no horizonte 2030, em articulação com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, substituindo os planos nacionais (PNAER, PNAEE, PNAC).

Com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050 o PNEC 2030 estabelece para Portugal metas mais exigentes do que as definidas pela União Europeia no pacote «Energia Limpa para Todos os Europeus», a saber:

- 45% a 55% de redução de emissões de gases com efeito de estufa em relação a 2005 (anterior 30% a 40%);
- 35% de eficiência energética (anterior 30%);
- 47% de incorporação de renováveis no consumo final de energia (anterior 40%).

Embora todos os setores de atividade contribuam para a redução de emissões, na próxima década é o setor da energia o que dará um maior contributo, assumindo na transição energética um papel especialmente relevante no contexto da transição para uma sociedade descarbonizada.

A eficiência energética é assim uma prioridade do PNEC 2030.

18. IMPLEMENTAÇÃO DO PPEC

As medidas de eficiência no consumo de energia elétrica contempladas no PPEC são classificadas em:

- a. Medidas tangíveis - promovem a redução do consumo de energia elétrica ou a gestão de cargas, de forma permanente. Medidas verificáveis e mensuráveis.



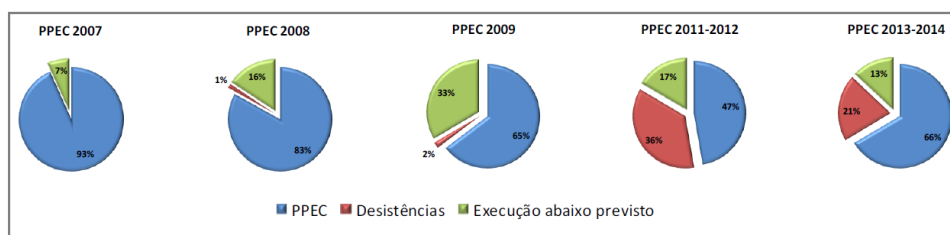
- b. Medidas intangíveis – de informação e de divulgação que, muito embora não tenham impactos diretos mensuráveis, são indutoras de comportamentos mais informados pelo que permitem a tomada de decisão mais consciente pelos visados no que diz respeito à adoção de soluções mais eficientes no consumo de energia elétrica.

De acordo com as estimativas apresentadas pela ERSE considerando que os efeitos benéficos das medidas implementadas das 6 edições do PPEC permanecem até 2038, o valor das poupanças de energia elétrica acumulada é de 9,7 TWh (ou seja cerca de 3,6 milhões de ton de CO₂ evitadas).

Em termos de custo/benefício e com base na informação disponibilizada pela ERSE ao longo das várias edições do PPEC, a estimativa dos benefícios alcançados com a implementação das medidas tangíveis supera em grande escala os custos, prevendo a ERSE que no PPEC 2017/2018 o benefício supere cerca de 5 vezes o custo.

Relativamente ao grau de execução dos planos verifica-se que o mesmo tem vindo a diminuir, embora no PPEC 2013-2014 se verifique uma ligeira recuperação. O CT considera importante acompanhar as causas que levam a uma percentagem ainda significativa de execução abaixo do previsto e em particular, o elevado nível de desistências.

Figura 4-8 - Grau de execução das várias edições do PPEC



Nota: PPEC 2007 a PPEC 2011-2012 (valores reais); PPEC 2013-2014 (valores provisórios).

O CT considera que, ao fim de uma década de PPEC, seria útil uma análise agregada das várias edições do PPEC por forma a dar uma visão global das medidas aprovadas, e qual o seu benefício/custo.

19. INCLUSÃO DE OUTROS VETORES ENERGÉTICOS

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, estabeleceu que o processo de valorização e seleção das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia, ao abrigo de planos de promoção da eficiência no consumo previstos nos regulamentos tarifários dos setores elétrico e do gás natural²²⁴, aprovados pela ERSE, deve ser objeto de coordenação com os restantes instrumentos de política energética.

Por outro lado, as economias de energia alcançadas com as medidas implementadas no âmbito do PPEC são contabilizadas para o cumprimento do objetivo energético definido pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril.

O enquadramento do gás natural como parte integrante da política energética é uma realidade que deve ser considerada no âmbito das diversas medidas de eficiência energética a promover e a implementar.

Neste sentido, e mais porque quer do ponto de vista regulamentar quer do ponto de vista legislativo o PPEC para o gás natural já se encontra previsto, entende o CT que o PPEC deve também passar a promover a eficiência no consumo no setor de gás natural.

²²⁴ Desde setembro de 2006 que o Regulamento Tarifário do setor do gás natural prevê a existência de um Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de gás natural.



No que tange à extensão do PPEC aos restantes vetores energéticos regulados, o CT não dispõe de elementos que o habilitem a emitir parecer.

No entanto, o CT salienta a importância de ser salvaguardado o princípio da não subsídio cruzada entre vetores energéticos, assegurando-se que não existem transferências de recursos financeiros entre setores.

20. MEDIDAS PROMOVIDAS PELO PPEC

O CT entende que a ERSE deve privilegiar medidas (tangíveis ou intangíveis) cuja eficácia da sua implementação possa ser medida de forma clara e que existam mecanismos bem definidos que demonstrem aos consumidores que elas foram compensadoras.

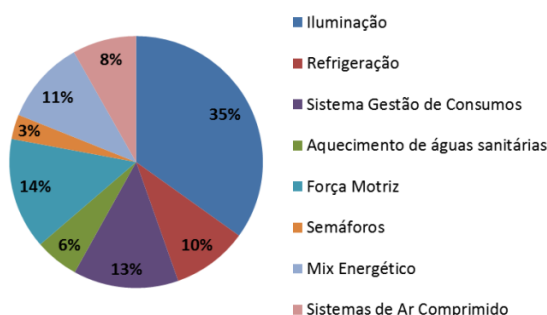
a) Medidas tangíveis

Conforme informação da ERSE as principais medidas tangíveis promovidas pelo PPEC 2017-2018, são (i) Iluminação LED; (ii) variadores eletrônicos de velocidade (força motriz); e sistemas de gestão dos consumos nos segmentos de serviços e residencial e ainda em valores menos significativos, outros indicados na imagem seguinte.

Sem querer esgotar a indicação de sugestão de medidas a implementar, chamamos a especial atenção que em unidades industriais em crescimento a aplicação do conceito de "intensidade energética" é a que conduz a uma maior eficiência energética, e que não significa que se diminua o consumo energético. O que é importante e fundamental nesses casos é a diminuição do consumo energético em tep por valor bruto produzido.

A intensidade energética final é um indicador da eficiência da economia que evidencia a relação entre a energia final consumida e a produção de bens.

Figura 4-1 - Distribuição das medidas tangíveis aprovadas no PPEC 2017-2018 por tecnologia



Quanto à substituição de lâmpadas o processo começou inicialmente pela aplicação das lâmpadas incandescentes por lâmpadas economizadoras sendo que, entretanto, a maior eficiência se regista na aplicação de lâmpadas LED.

A participação do PPEC nesta substituição de lâmpadas de uso doméstico justificava-se e foi positiva porque inicialmente as lâmpadas a instalar eram mais caras e desse modo muitos utilizadores não as adotavam.

Atualmente o preço das lâmpadas é relativamente baixo, não se justificando a inclusão no PPEC de medidas desse tipo, podendo-se sugerir a não incorporação de lâmpadas LED no setor doméstico, havendo, no entanto, ainda margem no setor empresarial.

No que respeita às novas medidas a implementar nos próximos PPEC deverá enfatizar-se apenas as medidas mais eficientes. A experiência adquirida ao longo da última década demonstra-nos que algumas

soluções podem já não necessitar de ser financiadas pelo PPEC, enquanto outras ainda necessitam do financiamento do PPEC para que se ultrapasse as barreiras de mercado existentes.

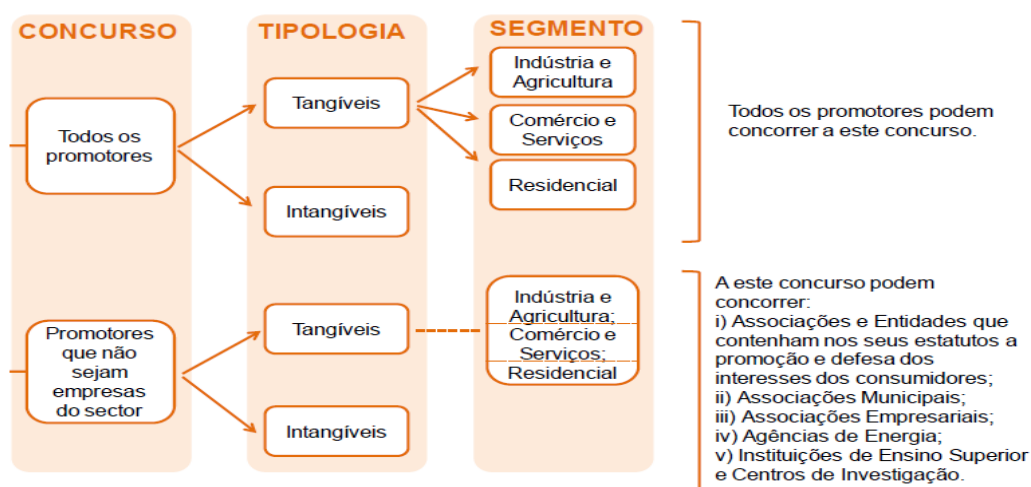
Quanto ao edificado, considera o CT ser de considerar noutros programas que não o PPEC.

b) Medidas intangíveis

Quanto às medidas intangíveis de divulgação/informação e mesmo formação sobre boas práticas para a melhoria da eficiência energética entende o CT que importa assegurar a otimização dos investimentos.

21. CONCURSOS DO PPEC

Na documentação apresentada a consulta pública, a ERSE recorda a sua opção, para os anteriores PPEC, de separar os concursos de acordo com a natureza do promotor, setor económico de intervenção e tipo de medidas propostas.



Fonte: ERSE

As razões subjacentes a esta classificação prendem-se, de acordo com a ERSE, com o objetivo de ventilar a dotação orçamental dos incentivos através de uma maior diversidade de agentes e de medidas. Adicionalmente, nas últimas edições do PPEC, a ERSE valorizou as medidas associadas a consumidores vulneráveis bem como medidas de eficiência energética nas escolas e no setor do Estado.

É legítimo e oportuno equacionar se este mesmo modelo de repartição *a priori* de medidas a apoiar no âmbito do PPEC deve manter-se.

Na opinião do CT, o princípio mais importante a assegurar na aplicação de verbas que advêm das tarifas, é o da maximização dos benefícios esperados em situações onde estão identificadas barreiras de mercado ao aumento da eficiência no consumo de energia, incluindo adoção de equipamentos e hábitos de consumo mais eficientes por parte dos consumidores.

No mesmo sentido, devem ser evitadas quaisquer comparticipações de medidas que possam resultar do normal desenvolvimento do mercado.

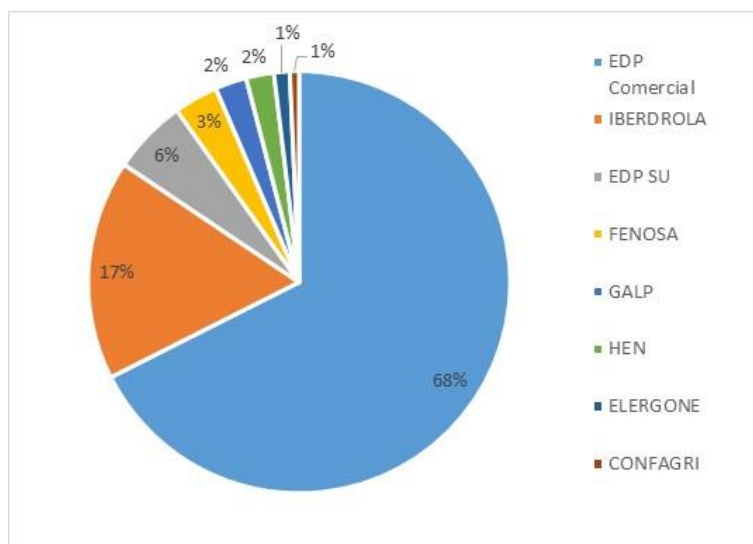
Atendendo ao interesse, defensável, associado a uma participação plural de agentes e diversidade de medidas pelo efeito social multiplicador que acarreta, o CT recomenda que a ERSE mantenha a separação de concursos, mas com intervalos de valores orçamentais flexíveis (mínimo e máximo, por exemplo),

permitindo uma maior flexibilização e conseqüente otimização na adjudicação final em função do indicador de retorno de cada medida *per si*.

22. PROMOTORES DO PPEC

Embora ao longo dos últimos anos se venha a verificar uma maior diversificação de promotores das medidas financiadas pelo PPEC, verifica-se que a larga maioria do incentivo tem sido atribuído a um grupo muito restrito de promotores.

Veja-se, a título de exemplo, a repartição do incentivo na última edição do PPEC, por promotor, nos concursos das medidas tangíveis destinadas a promotores do setor elétrico:



Fonte: Anexo do Despacho n.º 15355/2016, Relatório final de avaliação das candidaturas submetidas no âmbito do PPEC 2017-2018

Sendo certo que tal se possa dever, em parte, a uma maior capacidade de resposta, e a uma maior experiência no programa por parte de alguns promotores, não deixa de ser relevante destacar algumas questões relacionadas, por exemplo, com a forma como são hierarquizadas as medidas, como se analisa no parecer mais à frente.

Por outro lado, no que respeita em especial às medidas intangíveis, o CT considera que as associações de consumidores, pelo papel que desempenham no domínio da formação, informação e educação dos consumidores, deve ser incentivada, através, nomeadamente, da criação de um mecanismo de discriminação positiva a favor destes promotores.

23. PERÍODO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PPEC

De acordo com os artigos 9.º e 10.º das atuais regras, a frequência de candidatura ao PPEC é bienal, podendo as medidas intangíveis ter uma duração de implementação variável de 1 ou 2 anos e as medidas tangíveis uma duração de 2 anos.

A ERSE concluiu pela necessidade de equacionar a bondade ou não do alargamento do período de implementação do PPEC de dois para três anos, atendendo aos recorrentes pedidos de prorrogação por parte dos promotores, de acordo com a análise do que tem sido a realidade nas últimas três edições do PPEC nesta matéria.

O CT considera não ser conveniente o alargamento do período de implementação do PPEC, ao mesmo tempo que realça os efeitos positivos que serão aportados pela introdução do *overbooking*.



Necessidades pontuais de prorrogação deverão ser requeridas pelos proponentes e analisadas e concedidas pela ERSE, caso a caso, mediante avaliação que terá sempre em conta o índice de implementação já atingido pela execução das medidas aprovadas.

O CT alerta, ainda, para a necessidade de fixar prazo de apresentação das candidaturas em sessenta dias a contar da publicação dos critérios de avaliação das mesmas por parte quer da ERSE, quer do elemento do governo responsável pelo setor de energia.

24. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS

As medidas que os promotores apresentam à ERSE no âmbito do PPEC são avaliadas segundo as regras definidas na Diretiva da ERSE n.º [5/2013](#), de 22 de março, na Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, e no Despacho n.º 3739/2016, de 14 de março. A seriação das medidas é efetuada de uma forma bipartida, por um lado a ERSE avalia as medidas por um ponto de vista de regulação económica, e por outro lado, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) avalia por um prisma de alinhamento das medidas com a política energética nacional.

Relativamente aos critérios utilizados pela ERSE, o CT considera que a ERSE poderia disponibilizar previamente à realização das candidaturas, os valores das poupanças energéticas, por tecnologia. Desta forma facilitar-se-ia o processo de avaliação e de comparação das medidas propostas.

Outro aspeto a melhorar na avaliação das medidas é o tratamento dado aos custos indiretos. Atualmente fica ao critério do promotor a inclusão ou não destes custos, sendo que as medidas que os incluem tornam-se pouco competitivas. Acontece que nem todos os promotores têm a capacidade financeira necessária para financiar os custos associados ao desenvolvimento e implementação de medidas.

O CT entende que seria vantajoso para a promoção da diversidade dos promotores que fosse considerada em todas as medidas uma percentagem máxima para os custos indiretos.

Adicionalmente, o CT realça a necessidade de clarificar os critérios de classificação das medidas intangíveis, indicando gradações de avaliação para as métricas qualitativas, que confirmam maior objetividade na seriação das medidas.

O CT recomenda ainda que a ERSE pondere a adoção de critérios de avaliação da capacidade técnica e económica dos promotores, de forma a melhorar a execução orçamental do plano. Adicionalmente, a natureza dos critérios definidos para a avaliação da DGEG deveria ser explicitada e pública, previamente ao lançamento dos concursos.

Refira-se também a necessidade de atualizar os critérios considerados pela DGEG, que atualmente avaliam o alinhamento das medidas propostas com o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE). Dado que o PNAEE foi recentemente substituído pelo PNEC, com as linhas de atuação para o horizonte 2021-2030, a avaliação das medidas deve passar a verificar o alinhamento com as metas estabelecidas no PNEC.

25. COMPARTICIPAÇÃO DO PPEC

Ao longo da realização dos diversos PPEC, e suportando-se na experiência adquirida, a ERSE tem introduzido alterações ao regulamento em vigor que, genericamente, se revelam ajustadas.

Um dos mecanismos que vem sofrendo alteração é o da participação ao PPEC, quer nos seus montantes quer na sua origem.

Entende o CT que esta ponderação, e conseqüente alteração, continua a ser necessária.

As medidas tangíveis são genericamente participadas pelos proponentes ou pelos destinatários, independentemente do fim da utilização da energia elétrica: residencial, comércio e serviços, indústria.



O montante da comparticipação deve estar necessariamente dependente da barreira de mercado inerente à implementação da própria medida, pelo que o CT propõe que o regulamento preveja:

- a indicação pelo proponente da medida da escala da barreira (1 a 5),
- nas escalas mais elevadas, por exemplo 4 e 5, a comparticipação na medida seria limitada aos 20% atualmente em vigor,
- nas escalas menos elevadas, por exemplo, 1 a 3, a comparticipação na medida passaria a situar-se entre os 30 e os 40%,
- a validação do escalonamento constante da medida proposta seria da responsabilidade da ERSE fazendo parte dos itens necessários à sua aprovação.

O CT entende também que a ERSE pondere a possibilidade de os custos do PPEC com cada medida tangível passarem a ser alocados ao nível de tensão do utilizador a que a medida se destinou, efeito para o qual se considera que os promotores deveriam apresentar o mapa final de realização também com este detalhe.

No domínio das medidas intangíveis o CT entende razoável que seja considerada, como regra geral, uma comparticipação do promotor, e que esta seja fixada nos 10%.

O CT entende ainda que a execução de medidas tangíveis ou intangíveis no âmbito do PPEC se mantenha do domínio das entidades que o atual regulamento prevê.

26. MECANISMOS QUE ASSEGUREM UMA MAIOR EXECUÇÃO ORÇAMENTAL DO PPEC

Entendendo a importância da alocação eficiente de recursos escassos no quadro da execução do PPEC, o CT concorda com as propostas da ERSE em (i) implementar um mecanismo de 10% de sobre reserva (overbooking) na aprovação de candidaturas e (ii) que o orçamento de medidas que não tenham tido qualquer execução no prazo de um ano seja redirecionado para medidas suplentes.

27. PLANO DE VERIFICAÇÃO E MEDIÇÃO

O plano de verificação e medição encontra-se previsto no Artigo 26.º das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica aprovadas no âmbito do regulamento tarifário²²⁵, estabelecendo no ponto 3 que o mesmo deve ter em conta os seguintes aspetos:

- a) A adequação do plano a cada medida em particular, aos seus objetivos, ao grau de maturidade, ou ao orçamento global.*
- b) A relação benefício-custo dos procedimentos de verificação e medição.*
- c) Os valores de referência tecnicamente aceites quer de parâmetros utilizados quer do nível do rigor da determinação dos resultados das medidas de eficiência energética.*

Por outro lado, no n.º 7 do mesmo artigo descreve-se que o plano de verificação e medição deve proporcionar ou abordar:

- a) A verificação do cumprimento do projeto da medida de eficiência no consumo, ou a demonstração de eventuais desvios.*
- b) A verificação a posteriori dos pressupostos da medida de eficiência no consumo, nomeadamente o desempenho de um dado equipamento, a utilização desse equipamento, os ganhos de eficiência face à tecnologia padrão, o custo das soluções mais eficientes ou outros parâmetros assumidos à partida.*

²²⁵ Março de 2013.



c) A determinação dos resultados efetivos, após implementação, da medida de eficiência no consumo, face aos objetivos traçados e segundo indicadores definidos a priori.

Os ganhos obtidos com um projeto de eficiência energética deverão ser suportados num Plano de Verificação e Medição, sendo que este plano deve incluir métodos e instrumentos técnicos adequados às condições específicas de cada projeto.

O CT considera que os objetivos de um plano de verificação e medição, deverão permitir:

- a) Potenciar a compreensão da gestão de energia no domínio da descarbonização da economia;
- b) Identificar os custos evitados decorrentes e os ganhos de eficiência energética obtidos;
- c) Promover a transparência e a credibilidade dos relatórios realizados quanto aos resultados associados à eficiência energética;
- d) Facilitar a verificação independente.

Consideramos relevante destacar a existência de organismos internacionais dedicados a este tema, sendo exemplo a *EVO - Efficiency Valuation Organization*²²⁶, que publica um documento intitulado *International Performance Measurement and Verification Protocol* (IPMVP). Este documento descreve as práticas comuns de medição e verificação, decorrentes da implementação de projetos de eficiência energética, pelo que o CT entende que a ERSE deveria ponderar as vantagens advenientes do desenvolvimento de métodos padronizados de elaboração de relatórios de medição e verificação, tendo por base, tanto quanto possível, as práticas internacionais disponíveis.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas no parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 16 de setembro de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

²²⁶ <https://evo-world.org/en/>.

A missão da EVO consiste em desenvolver e promover métodos normalizados para quantificar e gerir os riscos e benefícios relacionados com eficiência energética.



◆ Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR ◆ [\[Consulta Pública n.º 73\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²²⁷

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de diretiva referente a "*Mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso*" cabendo ao CT emitir parecer até 11 de março de 2019.

No período de elaboração deste parecer o CT teve a apresentação do OMIP, em 1 de março p.p., sobre a disponibilização de produtos derivados.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

O aprovisionamento eficiente do CUR tem constituído uma preocupação da ERSE, corporizada num conjunto de documentos que têm obtido a necessária apreciação do CT.

Assim, no seu [parecer](#) à [Consulta Pública n.º 68](#) - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, e no seu [parecer](#) sobre a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019, o CT expressou as seguintes preocupações e recomendações:

1. Que o mecanismo proposto pela ERSE para aprovisionamento eficiente do CUR "com 60% do consumo trimestral contratado no mercado de futuros com antecedência adequada e 40% no mercado à vista" cuja estratégia assentava que "em cada mês o CUR adquire para uma proporção do consumo estimado para o ano t produtos trimestrais no OMIP", prevendo-se a distribuição das compras de futuros de forma uniforme ao longo dos 21 meses, conferia firmeza ao aprovisionamento, podendo dessa forma dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia.
2. Que a repartição 60%/40% deveria ser explicitada pela ERSE com a correspondente fundamentação a ser dada ao conhecimento do CT.
3. Que embora considerando o mecanismo proposto pela ERSE como podendo ser eficaz na minimização de desvios face às previsões, o mesmo não evitaria a ocorrência anual de ganhos ou perdas financeiras, consoante a evolução do preço no mercado à vista.
4. Que a falta de liquidez do OMIP – sem negociação de produtos com entrega em Portugal e com a liquidez maioritariamente concentrada nos dois trimestres imediatos (Q+1, Q+2) para os dois anos seguintes (CAL+1, CAL+2) para entrega em Espanha – poderia constituir um sério obstáculo à implementação da estratégia então delineada pela ERSE.
5. Que não obstante a referência da ERSE ao facto de a implementação desta estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR, caso pudesse ter tido lugar entre 2014/2018, poder ter trazido

²²⁷ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



uma redução dos desvios na previsão do custo médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas, este mecanismo não se configurava *stricto sensu* como uma estratégia de cobertura de risco, uma vez que não estava determinado um valor *ex-ante* a cobrir relativamente ao preço de compra por parte dos consumidores.

6. Que seria importante a monitorização trimestral da evolução do preço de energia no mercado organizado e a atualização *ex-post* da tarifa de energia sempre que se verificassem desvios, mas que na avaliação desse desvio o cálculo do valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR não deveria ser só um exercício retrospectivo, incluindo os valores reais para os trimestres já decorridos, mas também prospetivo, incorporando informação atualizada sobre os preços que se verificassem nos mercados de futuros para os trimestres ainda por fechar na nova estimativa do custo de aquisição do CUR para o ano t.
7. Que no articulado do RT/SSE seria importante uma maior clarificação, designadamente no que se referisse:
 - a. A volumes a aprovisionar no mercado de futuros, devendo a estratégia de aprovisionamento ficar sujeita à prévia avaliação da ERSE, que deveria ainda estabelecer a periodicidade de atualização de migração de clientes do MR para o ML, considerados os 21 meses de antecedência de aprovisionamento no mercado de futuros.
 - b. Ao preço médio de referência, por entender existir falta de clareza, decorrente da contratação de futuros, na forma de cálculo daquele preço, cuja definição pela ERSE teria como base o "preço médio da contratação estabelecida até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t".
8. Que se deveria observar a análise individual ou combinada de outras soluções, nomeadamente a dinamização da liquidez dos produtos portugueses, através da introdução da figura de *market maker* para a zona portuguesa do MIBEL e a promoção de um mecanismo de leilão com o CUR a atuar como comprador único, aprovisionando a sua carteira com contratos trimestrais/anuais em proporção a definir *ex-ante* pela ERSE.
9. Que a ERSE desenvolvesse um conveniente modelo em colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR.

A ERSE assinala que o CT e a maioria dos interessados que apresentou comentários na consulta pública consideram como positiva a proposta para a introdução dos mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia que permitam aumentar a previsibilidade sobre o custo da energia.

Conforme salientado pelo CT, a ERSE reconhece que os mecanismos aprovados não são suficientes, por si só, para delinear uma estratégia de aprovisionamento do CUR que assegure a redução de desvios na tarifa de energia face aos preços de energia do mercado grossista, em contextos de volatilidade de preços.

Nesse sentido, visando acolher os comentários recebidos, a ERSE completará este quadro regulamentar, com uma proposta que permita a operacionalização do mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR, prevendo múltiplas formas de aquisição de energia pelo CUR, com horizontes temporais de longo prazo (superior a 1 ano) assegurando-se, simultaneamente, o equilíbrio do mercado, ou seja, assegurando que a atuação do CUR é neutra no funcionamento do mercado grossista.

A presente consulta pública destina-se ao estabelecimento das regras de operacionalização do mecanismo, entendendo o CT da urgência da mesma face aos prazos da sua implementação.



II

ESPECIALIDADE

O CT apresenta os seus comentários tendo em conta que o mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para a satisfação dos consumos dos clientes do CUR deve estar apoiado no princípio da estabilidade e previsibilidade do preço, pelo que se tecem as seguintes considerações:

- a. O CT constata que a ERSE não refere ter promovido a colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR no desenvolvimento do mecanismo de aprovisionamento do CUR.
- b. O CT questiona a oportunidade de introdução de novo mecanismo de aprovisionamento do CUR, mais complexo, na fase final do atual período regulatório.

1. CARACTERIZAÇÃO DE MERCADO DE DERIVADOS DO MIBEL

O mercado de derivados do MIBEL é um mercado organizado de produtos a prazo cujo subjacente é a energia elétrica. Este mercado foi criado no âmbito de um tratado internacional assinado entre Portugal e Espanha.

Com a criação do MIBEL ficou definido que o mercado de derivados para Portugal e Espanha seria gerido por uma entidade portuguesa (OMIP) e que a gestão do mercado à vista para os dois países é da responsabilidade de uma entidade espanhola (OMIE). Existe ainda uma terceira figura corporativa (OMIClear), que funciona como contraparte central (CCP) de todos os produtos do OMIP, função que permite uma gestão do risco das transações em conformidade com os regulamentos internacionais.

Atualmente, o OMIP disponibiliza para as duas zonas do MIBEL (Portugal e Espanha) diversos produtos derivados (futuros, *forwards*, *swaps*, opções) além da organização de leilões específicos sobre a produção de regime especial e de transferência de direitos financeiros sobre a interligação elétrica.

A negociação destes contratos a prazo pode-se verificar das seguintes formas:

1. Negociação anónima direta em ecrã (mercado contínuo)
2. Negociação em leilão
3. Registo *OTC*, negociação bilateral ou intermediada por um *broker*, com posterior registo na OMIClear. Depois do registo na CCP tem exatamente o mesmo tratamento do risco operacional que um produto negociado diretamente em contínuo ou leilão.

Na análise do CT sobre a liquidez dos futuros no OMIP observou-se que, à exceção dos produtos negociados em Leilões, são os produtos futuros sobre a zona espanhola do MIBEL, e para as maturidades mais próximas os que apresentam mais liquidez (FTB M+1; FTB M+2; FTB Q+1; FTB Q+2 e FTB Yr +1).

No caso específico dos produtos para a zona portuguesa (FPB) apenas existe volume que decorre do leilão PRE. Constata-se que não terá existido nenhum negócio nos últimos anos nestes produtos Portugueses em mercado contínuo.

Esta maior concentração da liquidez nos produtos derivados da zona espanhola do MIBEL justifica-se principalmente pela concorrência dos seguintes aspetos de mercado:

- a. A zona espanhola do MIBEL, pela sua dimensão e desenvolvimento, tem maior capacidade de atração de agentes internacionais do que a zona portuguesa.
- b. Em períodos de preços *Spot* iguais (ou semelhantes) e sendo os derivados maioritariamente produtos financeiros, naturalmente que o volume se concentra no mercado de dimensão maior.
- c. Produtos espanhóis do OMIP têm *market makers* nos produtos de maior liquidez (meses, trimestres e anos), já no caso dos produtos portugueses de momento não existe esta figura contratualizada.



O CT realça as seguintes conclusões:

- i. Os produtos mais negociados dizem respeito à zona espanhola do MIBEL (exceção são os Leilões PRE que licitam contratos da zona portuguesa).
- ii. Os produtos de maturidade trimestral e anual apresentam liquidez superior aos de maturidade semanal ou mensal. Essa liquidez está concentrada principalmente no ano seguinte (FTB Yr+1) e nos dois trimestres seguintes (FTB Q+1; FTB Q+2).
- iii. Os leilões funcionam como agregadores de liquidez no mercado.
- iv. Em termos de *benchmarking internacional* para o rácio Consumo/volume de derivados, os mercados ibéricos estão muito abaixo de países como a Alemanha, França, Países Nórdicos ou Itália. A título de exemplo, na Alemanha o valor de transações em produtos a prazo é cerca de 4 vezes o total do consumo no país. Em Espanha o valor de derivados (já contando com Bolsa e fora de Bolsa) não atinge 60% do consumo total.

2. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DO CUR

A caracterização da procura do CUR, em especial do seu perfil temporal ao longo do ano, assume especial relevância para o desenho de um mecanismo de aprovisionamento daquele agente.

A ERSE, na sua proposta agora em apreço, refere de forma muito clara, que não pretende que o CUR esteja exposto a risco de volume, ou seja, em situação de poder adquirir a prazo mais do que as suas necessidades de carteira, pelo que, a caracterização do perfil de procura do CUR e a sua compatibilização com o tipo de produtos disponíveis em mercado a prazo é necessário.

Com esse intuito, a proposta da ERSE analisou dois cenários alternativos de aprovisionamento: um primeiro considerando o consumo mínimo anual estimado e outro considerando o consumo mínimo trimestral estimado, tendo em conta o período de 2009 até 2017 com base nas curvas reais de consumo do CUR para cada um dos anos analisados com desagregação horária.

A proposta para colocação da procura do CUR a prazo, utilizando uma análise trimestral, sugeriria uma cobertura de 61% do consumo enquanto que, numa perspetiva anual, o valor do consumo a satisfazer corresponde a 55% do consumo anual. A diferença não é muito significativa pelo que a proposta da ERSE de considerar 60/40 acaba por encontrar sustentabilidade na análise dos dados do passado.

3. MODELAÇÃO DO MECANISMO DE APROVISIONAMENTO DO CUR

3.1. Estruturação dos horizontes de programação e definição de produtos e volumes

A ERSE propõe que o mecanismo de aprovisionamento a prazo de energia elétrica do CUR seja baseado na contratação de futuros em mercado organizado segundo duas vertentes: a negociação em leilão e a negociação em contínuo. A repartição de volumes entre estas duas vertentes será divulgada anualmente nos termos e condições definidos no projeto de diretiva, considerando as condições do mercado em cada ano.

O CT considera globalmente positivo o mecanismo proposto pela ERSE, que permitirá assegurar maior previsibilidade dos custos com a aquisição de energia do CUR no momento de definição das tarifas, contribuindo para a redução dos desvios na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de Clientes (CVEE-FC) e garantindo maior estabilidade ao processo tarifário.

Em particular, o CT denota que o mecanismo agora proposto constitui uma evolução positiva face ao mecanismo anteriormente discutido na [Consulta Pública n.º 68](#), nomeadamente devido à introdução do modelo de leilões de compra de energia, em linha com as recomendações do CT.

No entanto, o CT gostaria de manifestar que, relativamente à modalidade de contratação em contínuo, se reafirmam as preocupações expressas no seu anterior parecer quanto à falta de regras relativamente à



distribuição dos volumes a aprovisionar em cada período, à forma de cálculo do preço médio de referência e às regras de negociação em mercado contínuo.

Detalham-se de seguida os comentários do CT relativamente a cada uma das modalidades de contratação a prazo propostas:

3.1.1. Leilões de compra de energia

A ERSE propõe que o mecanismo de leilões para aquisição de energia elétrica condiciona a contratação de produtos anuais com entrega até 2 anos após a data de negociação e de produtos trimestrais com entrega até 2 trimestres após a data de negociação.

De acordo com o esquema ilustrativo da estrutura anual de compras a prazo, apresentado no documento de enquadramento da consulta pública, a programação anual a divulgar pela ERSE até 15 de dezembro do ano t-2 deverá incluir a definição dos produtos a contratar via leilão nos dois anos seguintes, prevendo-se a contratação de produtos anuais para entrega ao longo do ano t e a contratação de produtos trimestrais para entrega em trimestres específicos.

Tal como referido anteriormente, o CT concorda com o mecanismo de leilões proposto pela ERSE, assente numa estratégia de diversificação do prazo de maturidade dos produtos contratados pelo CUR, que permitirá dotá-lo de maior flexibilidade para adequação do seu programa de compras à evolução da carteira de consumos no mercado regulado.

3.1.2. Negociação em contínuo

Relativamente à negociação em contínuo, por restrições de liquidez para produtos trimestrais, a ERSE propõe que esta modalidade inclua apenas produtos com maturidade anual, prevendo-se a possibilidade de negociação de produtos com entrega quer em Portugal, quer em Espanha. Não obstante, a ERSE impõe que a liquidação destes produtos seja sempre física, afastando a modalidade de liquidação financeira.

No seu anterior parecer, o CT alertou a ERSE para a necessidade de definir os termos e condições específicas de execução deste modelo de aprovisionamento. O CT constata que, apesar da proposta da ERSE ser agora mais clara quanto à tipologia dos produtos a contratar (maturidade, tipo de carga e modelo de liquidação), a mesma continua a ser omissa quanto a um conjunto de elementos essenciais à atuação do CUR no mercado em contínuo, nomeadamente o calendário de sessões, os volumes a adquirir em cada sessão, o preço máximo da contratação, as regras de negociação, os procedimentos a adotar caso não seja possível contratar energia nas sessões previstas, entre outros.

3.2. Fluxos de informação e divulgação da programação

A divulgação pela ERSE do programa anual de compras a prazo do CUR ocorre até 15 de dezembro de t-2, relativamente a aquisições de energia elétrica para o ano t, incluindo informação sobre a repartição dos volumes a adquirir no mercado a prazo, a tipologia (carga base e/ou carga de ponta) e a maturidade (trimestral e/ou anual e/ou mensal) dos produtos a contratar, bem como sobre as datas indicativas para a realização dos leilões. Cada programação anual considera a calendarização de produtos a contratar para dois anos tarifários distintos (anos t+2 e t+1).

Os volumes a divulgar pela ERSE serão calculados com base em informação reportada pelo CUR à ERSE no âmbito das contas previsionais, a enviar até 15 de junho de cada ano, nomeadamente uma previsão das quantidades a adquirir nos dois anos seguintes. Os volumes iniciais divulgados pela ERSE são posteriormente sujeitos a uma revisão no âmbito da programação anual de t-1 que, conforme referido anteriormente, deverá incluir apenas produtos com maturidade trimestral.

No que concerne a metodologia de reconhecimento dos custos de aprovisionamento do CUR no mercado a prazo, o CT gostaria de comentar a incerteza associada à metodologia de cálculo definida no n.º 4 do artigo 106.º do [Regulamento Tarifário](#), na redação introduzida pelo Regulamento n.º 5/2018:



4 - O preço médio de referência ($Pr_{Prazo,t}^{Ref}$) que consta da expressão (66) é dado por aplicação do mecanismo eficiente de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$Pr_{Prazo,t}^{Ref} = \sum_i^n W_i \times Pr_i^{Ref} \times (1+\gamma) \quad (67)$$

em que:

- W_i Proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação i , adquirida nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE, no total da energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes considerada na definição do preço médio de referência para o ano t
- Pr_i^{Ref} Preço médio da contratação i estabelecido nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE até 30 de setembro de $t-1$, para entregas no ano t
- γ Parâmetro que reflete o prémio de risco decorrente da parcela $CEE_{Prazo,t}^{Ref}$ da expressão (66) não ser ajustada

O CT é de opinião que a introdução da modalidade de contratação a prazo não é motivo para se alterar a filosofia de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de CVEE-FC, assente no reconhecimento dos custos e, como tal, na ausência de risco para o CUR.

Assim sendo, o CT propõe a revisão do artigo 106.º do Regulamento Tarifário no sentido de se prever que no cálculo do preço médio de referência ($Pr_{Prazo,t}^{Ref}$) serão apenas tidos em consideração os preços dos leilões realizados até 30 de setembro de $t-1$. Para a projeção do preço dos leilões a realizar após 30 de setembro de $t-1$, no exercício tarifário do ano t deverá ser utilizada a mesma metodologia empregue na projeção do custo médio de aquisição no mercado à vista, a qual tem em consideração os preços que se verificam à data no mercado de futuros, corrigidos à posteriori para o valor efetivamente verificado em sede do mecanismo de ajustamento tarifário.

Em concordância, o CT solicita esclarecimento quanto à necessidade de inclusão de um prémio de risco no cálculo do preço médio de referência da energia contratada a prazo até 30 de setembro de $t-1$ ($Pr_{Prazo,t}^{Ref}$), uma vez que os preços de fecho dos leilões concretizados até essa data já são conhecidos e estando previsto um mecanismo de ajustamento tarifário para os leilões que tiverem lugar após 30 de setembro de $t-1$, sob pena de introdução de risco na atividade de CVEE-FC do CUR, o que o CT considera desaconselhado.

A clarificação destes pontos é essencial para garantir os princípios de estabilidade e previsibilidade que estiveram na base da criação de um mecanismo de contratação a prazo para o CUR, sob pena de se colocar em causa o atual modelo de regulação por reconhecimento de custos da atividade de CVEE-FC. Neste contexto, é importante assegurar-se a aceitação da totalidade dos custos decorrentes da estratégia de aprovisionamento delineada pela ERSE, o que não decorre da atual proposta.

3.3. Princípios gerais da negociação em leilão prevista no mecanismo

Os leilões para a aquisição de energia a prazo serão operacionalizados na plataforma do OMIP e serão sujeitos a um preço de abertura do leilão (preço de reserva) a definir pela ERSE, tendo em consideração as condições observáveis de preço de mercado para produtos de idêntica maturidade.



A ERSE concede aos comercializadores que atuam no mercado livre a possibilidade de participarem nestes leilões (quer como entidades compradoras, quer como entidades vendedoras), ao preço final determinado no leilão. Ao contrário do CUR, que está sujeito à obrigação de liquidação física da energia contratada, os restantes agentes podem optar pela forma de entrega do produto que considerarem mais adequada. Esta participação é sempre sujeita a um princípio de prioridade dos volumes a adquirir pelo CUR.

Os termos específicos do leilão - incluindo quantidades, tipologia dos contratos, data de realização do leilão e preço de reserva – deverão ser divulgados pela ERSE ao mercado com pelo menos 10 dias úteis de antecedência face à data de realização do leilão e 5 dias de calendário de antecedência face à data do primeiro dia de entrega da energia a contratar. Os resultados finais do leilão deverão ser divulgados até 2 dias úteis após a realização do leilão. Em anexo ao projeto de diretiva, a ERSE apresenta ainda duas minutas de informação a divulgar pela ERSE ao mercado, contendo os termos prévios à realização dos leilões e os respetivos resultados.

O CT considera positiva a proposta de alargamento da participação nos leilões de compra de energia a outras entidades, reconhecendo a sua contribuição para a dinamização e a criação de liquidez nos leilões e para a gestão do risco de preço dos comercializadores a atuar no mercado livre.

Adicionalmente, o projeto de Diretiva deve prever a possibilidade do CUR desfazer posições longas (volumes previamente contratados em leilão superiores às suas necessidades) no mercado à vista, reconhecendo os respetivos valores nos proveitos permitidos da atividade CVEE-FC.

III

RECOMENDAÇÕES

O CT considera extemporânea a proposta de contratação a prazo, enquanto decorre o atual período regulatório. Esta hipótese poderá ser reequacionada no âmbito da revisão regulamentar do próximo período regulatório.

Ainda assim, o CT considera que, dentro das possibilidades apresentadas, uma estratégia exclusivamente baseada em leilões de compra de energia será mais adequada às restrições de liquidez do mercado de derivados do MIBEL e aos objetivos de estabilidade e previsibilidade do processo tarifário.

Este modelo, para além de já estar devidamente enquadrado no projeto de diretiva da ERSE, permitirá assegurar a liquidez necessária à estratégia de aprovisionamento do CUR.

Em conformidade, o CT propõe que a ERSE reformule a atual proposta de diretiva no sentido de eliminar as referências à modalidade de contratação em contínuo.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas na diretiva a aprovar pela ERSE.

Aprovado em 11 de março de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA** ◆ [\[Consulta Pública n.º 72\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²²⁸

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de diretiva referente a "*Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.*" cabendo ao CT emitir parecer até 20 de fevereiro de 2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Em resultado da revisão regulamentar do setor elétrico de 2017 foram concretizadas diversas alterações ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico ([RRC](#)) em matérias relacionadas com as ligações às redes, em particular no respeitante à dimensão de encargos relativos à comparticipação nas redes.

A Diretiva n.º [18/2012](#), de 8 de novembro, explicita "*A recente alteração do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), aprovada por deliberação do Conselho de Administração da ERSE de 25 de outubro de 2012, veio estabelecer novas regras ao regime das ligações às redes permitindo simplificar e sistematizar esta regulamentação, nomeadamente através da consolidação da generalidade deste regime no RRC, com exceção de alguns parâmetros cujos valores necessitam de ser atualizados periodicamente, razão pela qual são publicados em normas complementares.*"

Assim, a ERSE coloca em consulta a proposta de parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, no sentido de concluir a regulamentação das referidas matérias.

A presente proposta visa, por um lado, completar a citada diretiva, e por outro, eliminar decisões casuísticas em resultado da sua inexistência.

²²⁸ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril



II

GENERALIDADE

PROPOSTAS DOS OPERADORES DAS REDES

Nos termos previstos no RRC foram submetidas propostas por parte da EDP Distribuição, na qualidade de operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), e por parte da REN, na qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) dos parâmetros aplicáveis às ligações de instalações de produção e de instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.

Os operadores de rede das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não apresentaram propostas, salvaguardando-se de todo o modo que, como inscrito no RRC, há lugar à aplicação nas regiões autónomas dos preços que vierem a ser aprovados pela ERSE no contexto do presente exercício de subregulamentação.

1. Proposta da EDP Distribuição

1.1. Comparticipações nas redes de AT e MT

- a. A proposta da EDP Distribuição baseou-se no custo de investimento das infraestruturas e na sua capacidade disponível.
- b. A EDP Distribuição propôs que é devida comparticipação no nível de tensão da ligação bem como nos níveis de tensão a montante, tendo por base redes de referência assentes em pressupostos considerados.
- c. A EDP Distribuição propôs os seguintes valores:
 - Em AT, 6,07 €/kVA para consumidores e 5,82 €/kVA para produtores;
 - Em MT acima de 2 MVA, 25,18 €/kVA para consumidores e 28,83 €/kVA para produtores.

1.2. Serviços de ligação em AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

A proposta da EDP Distribuição baseou-se nos encargos com a realização dos estudos necessários para a apresentação das soluções e a fiscalização das obras, diferenciados por nível de tensão: 35 750€ para AT e 5 980€ para MT superior a 2 MVA.

1.3. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

A EDP Distribuição apresentou o valor de 1 100 €, que tem por base o recurso a 20 horas de trabalho a realizar por técnicos especializados.

2. Proposta da REN

2.1. Comparticipações na rede de MAT

1. A proposta da REN teve como princípio base a orientação para a neutralidade dos custos totais para os consumidores (rede e energia) de novas ligações de utilizadores.
2. Como referencial do custo, a proposta da REN considerou o investimento histórico em linhas e subestações por unidade de potência ligada. Do lado do benefício, considerou o valor atualizado líquido dos montantes pagos anualmente pelo utilizador, através da aplicação das tarifas de uso das redes e o eventual benefício que possa impactar no preço de energia da ligação de novos produtores renováveis.



3. A REN concluiu com uma proposta de um nível de referência para consumidores de 203,4 €/kVA e 85,6 €/kVA para produtores. Caso seja ultrapassado o diferencial, este será suportado pelo requisitante.

2.2. Serviços de ligação em MAT

1. A REN propôs que fossem diferenciadas as situações nas quais o operador de rede é responsável pela execução da totalidade dos elementos de ligação à rede daquelas em que o requisitante assume a responsabilidade pela execução de parte do trabalho.
2. Nos casos em que o requisitante é responsável pela execução dos elementos de ligação, a REN propôs um valor fixo para a definição dos materiais a utilizar e um valor fixo por mês para a inspeção da infraestrutura.

2.3. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

Com base no número médio de horas despendido na prestação deste serviço a REN propôs um valor de 5 000€.

III

ESPECIALIDADE

PROPOSTA DA ERSE

A ERSE justifica os parâmetros propostos pela adoção da proposta mais equilibrada entre as duas apresentadas e, em particular, em termos de transparência, facilidade de compreensão e aderência ao modelo regulatório vigente, desde logo na sua dimensão tarifária.

A ERSE releva igualmente que: *"No quadro das considerações gerais, importará ter presente que a requisição de ligação por parte de um produtor (ou consumidor) ao respetivo operador da rede à qual se pretende ligar pressupõe que este já obteve a respetiva licença de produção (ou a respetiva certificação aplicável no caso de instalações de consumo), o que só ocorre existindo capacidade de receção (ou de entrega) na rede. Com efeito, apenas nestes casos há lugar ao pagamento de encargos relativos a participação nas redes, sendo excluídos, por exemplo, os casos em que, por inexistência de capacidade de receção da rede, um produtor esteja em "fila de espera hierarquizada", em resultado de um sorteio de atribuição de capacidade para um dado ponto de ligação em que se registou um excesso de pedidos face à capacidade disponível."*

A. Comparticipações nas redes aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

1. No que respeita à proposta da EDP Distribuição, a ERSE aceitou:
 - O conceito de custo unitário de investimento,
 - A aditividade das participações no caso das instalações de consumo,
 - O fator de utilização da potência requisitada.
2. Em relação à proposta apresentada pela REN, aceitou:
 - O conceito de custo unitário de investimento,
 - Apuramento dos benefícios enquanto componente a descontar ao custo de investimento.



- Assim, a ERSE propõe que o encargo de comparticipação nas redes a suportar pelos requisitantes de ligação de instalações de consumo ou de produção, por nível de tensão, se baseie no valor do custo médio unitário de investimento na rede alvo da requisição, adicionado do custo das redes a montante no caso de instalações de consumo, deduzido dos benefícios estimados associados aos novos utilizadores. O valor obtido é dividido pelo fator de utilização da potência requisitada.
- Os valores de comparticipação nas redes propostos pela ERSE são os que constam do quadro seguinte, desagregados por nível de tensão e tipo de instalação a ligar à rede:

| | Produtores | | | Consumidores | | |
|--|------------|--------|--------|--------------|---------|---------|
| | MAT | AT | MT | MAT | AT | MT |
| Custo de investimento unitário inicial [€/kVA] | 98,4 | 115,1 | 115,1 | 98,4 | 115,1 | 115,1 |
| Custo de investimento unitário aditivo [€/kVA] | - | - | - | 98,4 | 213,5 | 328,6 |
| Benefício tarifa uso das redes [€/kVA] | -22,27 | -22,27 | -22,27 | -59,69 | -196,53 | -313,42 |
| Benefício preço de mercado [€/kVA] | -52,04 | -75,20 | -75,20 | - | - | - |
| Outros benefícios [%] | 20 | 10 | 5 | 20 | 10 | 5 |
| Fator de utilização da potência | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 2,62 | 1,98 | 2,28 |
| Comparticipação final [€/kVA] | 19,27 | 15,86 | 16,75 | 11,82 | 7,71 | 6,32 |

Fonte: ERSE, tabela 9, documento de enquadramento da Consulta Pública n.º 72, jan/2019

B. Serviços de ligação em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

1. Encargos de serviços de ligação em MAT

A proposta da ERSE faz depender o valor do encargo com serviços de ligação do preço do orçamento de ligação, diferenciando as situações nas quais o operador de rede é responsável pela execução da totalidade dos elementos de ligação à rede daquelas em que o requisitante assume a responsabilidade pela execução de parte do trabalho.

2. Encargos de serviços de ligação em AT e MT ≥ 2 MVA

Na proposta da ERSE, o valor do encargo com serviços de ligação depende da potência requisitada, da tipologia da ligação (aérea ou subterrânea) e do comprimento dos elementos de ligação.

C. Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção

- Na consulta pública realizada no âmbito da última revisão regulamentar do setor elétrico foram apresentadas pelo ORT e pelo ORD propostas de preço regulado para o estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede de instalações de produção de 5 000 € e 1 100 €, respetivamente. Nessa mesma consulta pública a ERSE entendeu propor um preço regulado de 2 000 € para os estudos relativos a ligações à rede MAT e 1 100 € para os estudos realizados para a rede de distribuição.
- Nesta proposta a ERSE considera criar 3 escalões de preço um para ligações em BT, outro para ligações em MT com potência requisitada até 2 MVA e um terceiro escalão para ligações em MT com potência requisitada entre 2 e 3 MVA, que evite a existência de descontinuidades.

D. Recomendações

No seu parecer relativo às alterações regulamentares, em 2017, propostas pela ERSE, nomeadamente no que se refere às alterações relativas ao RRC e neste, à tipificação de novas regras para a ligação de produtores, o CT expressou a sua concordância com as alterações propostas, nomeadamente no que



envolvia a definição, para a ligação de produtores de energia, de encargos de comparticipação nas redes e de serviços de ligação.

Assim, o CT recomenda:

1. Que o impacto decorrente da aplicação destes parâmetros nos diferentes agentes do setor e nas tarifas de acesso seja monitorizado e avaliado.
2. Que a ERSE fixe um prazo para a reavaliação dos outros benefícios induzidos por novas ligações, tendo em vista a sua concretização de forma mais apurada e fundamentada.
3. Que para os serviços de ligação para requisições em MT nas Regiões Autónomas sejam salvaguardadas as situações em que haja necessidade de se realizarem estudos complementares com o objetivo de avaliar o impacto que novas infraestruturas de produção poderão ter ao nível da continuidade de serviço e da onda de tensão, caso em que o custo destes estudos deverá ser suportado pelo requisitante.
4. Que a Diretiva a aprovar mencione expressamente no seu articulado que os preços fixados são anualmente atualizados pelo deflador do consumo privado.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 20 de fevereiro de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade ◆ [\[Consulta Pública n.º 70\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²²⁹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de "*Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade*" cabendo ao CT emitir parecer até 15 de fevereiro de 2019.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT apresentações do mesmo, respetivamente pela ERSE e pela EDP Distribuição.

No sentido de se inteirar do desenvolvimento da implementação das redes inteligentes, o CT efetuou uma visita às instalações do INOV GRID em 30/janeiro/2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

Nos seus pareceres o CT tem vindo a referir-se à importância das redes inteligentes no contexto da digitalização no setor da energia, da descarbonização da economia e da sociedade e, nesse domínio, da prestação de serviços inovadores centrada nos consumidores.

No [parecer](#) sobre a [Consulta Pública n.º 65](#), relativa às novas concessões das redes de distribuição de eletricidade em BT, o CT referiu a necessidade de o sistema elétrico se preparar para dar resposta aos desafios atuais e futuros que se centram na integração de mais produção distribuída (autoconsumo com venda à rede elétrica), no armazenamento distribuído, na penetração do veículo elétrico e na participação da procura na gestão dos fluxos de energia na rede, dinamizando novas formas de relacionamento entre os consumidores (e consumidores-produtores) e os demais agentes do sistema, nomeadamente, num futuro não muito longínquo, de inovações tarifárias e das relações diretas entre utilizadores, que poderão ser simultaneamente produtores e consumidores.

Nesta mudança de paradigma as redes integradas e digitalizadas o CT salientou a relevância que assumirão, a recolha de informação, a análise de dados e a conectividade, permitindo a troca massiva de informação entre utilizadores, entre utilizadores e máquinas e entre máquinas e máquinas.

Foi igualmente enfatizado que este processo de digitalização já está presentemente em curso nas redes elétricas nacionais, com a instalação de contadores inteligentes, concentradores de informação ao nível dos PT e sistemas de informação, com investimentos nas seguintes áreas:

1. Sensorização e monitorização – preparação da rede para permitir a recolha de mais informação e com maior fiabilidade de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
2. Automação e telegestão – automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas;

²²⁹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



3. Telecomunicações e cibersegurança – modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
4. Automação do processamento e análise de dados – necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

Finalmente, o CT salientou que esta realidade tem conduzido a necessidades crescentes de investimento em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço, realidade que se deverá acentuar no futuro, reforçando a trajetória da eficiência de custos na operação das redes BT e, assim, libertando recursos para o reforço dos investimentos em redes inteligentes, sem colocar mais pressão sobre as tarifas.

Já no parecer sobre as tarifas e preços para 2019, de 15 de novembro de 2018, o CT voltou a destacar as repetidas referências ao conceito de "rede inteligente" definido pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER), sublinhando que a ERSE tem acompanhado a evolução do novo paradigma de redes integradas e digitalizadas, prevendo nos mecanismos regulatórios diversos incentivos aos investimentos em redes inteligentes.

Contudo, no que concerne aos Equipamentos de Medição Inteligentes (EMI), o CT lembrou que estes possibilitam inúmeras operações com benefícios para os consumidores, para os Operadores de Rede de Distribuição BT (ORD BT) e para o sistema elétrico, sugerindo que a ERSE promovesse uma atualização da análise custo-benefício com vista ao *roll out* dos contadores inteligentes previsto na legislação comunitária, estudo que foi atualizado em dezembro de 2018 e disponibilizado com a presente consulta.

Assim, o CT considera oportuna a presente proposta da ERSE, por constituir um importante contributo para o desenvolvimento das redes inteligentes e da prestação de serviços inovadores aos consumidores de energia elétrica.

Esta proposta da ERSE responde, assim, à necessidade urgente de regulamentação:

1. Dos serviços a prestar aos consumidores cuja instalação esteja integrada em redes inteligentes;
2. Dos requisitos aplicáveis à infraestrutura destas redes e do tratamento de dados;
3. Da disponibilização de dados aos consumidores e aos diversos agentes de mercado;

II

GENERALIDADE

A. REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CONTEXTOS EUROPEUS E NACIONAL

1. Diretiva do mercado interno de eletricidade

O mercado interno de eletricidade é regulado pela Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como regras para a proteção dos consumidores, a fim de melhorar e integrar mercados da energia competitivos na UE.

Esta diretiva define as normas relativas à organização e ao funcionamento do setor da eletricidade e ao acesso aberto ao mercado, bem como os critérios e procedimentos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes, incentivando a modernização das redes de distribuição, por exemplo com a introdução de redes inteligentes, instando a promoção da produção descentralizada e da eficiência energética.



Neste âmbito da "gestão da procura", é reforçada a importância de uma abordagem global, ou integrada, destinada a influenciar a quantidade e os períodos horários do consumo de eletricidade por forma a reduzir o consumo de energia primária e os picos de carga.

Acresce que a diretiva determina que, a fim de promover a eficiência energética, as entidades reguladoras recomendem que *"as empresas de eletricidade otimizem a utilização da eletricidade, através, por exemplo, da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas tarifárias inovadoras ou da introdução de sistemas de contadores inteligentes ou de redes inteligentes"*, estipulando ainda que, *"se a introdução dos contadores inteligentes for avaliada favoravelmente, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020"*.

2. Diretiva da eficiência energética

A Diretiva (UE) 2018/844 do Parlamento e do Conselho, de 30 de maio de 2018, que altera a Diretiva 2010/31/UE do Parlamento e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE do Parlamento e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, transposta pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 maio de 2015, sobre eficiência energética, tem como principal objetivo acelerar a renovação rentável dos edifícios existentes através, por exemplo, da introdução de sistemas de controlo e automatização, introduzindo um indicador de inteligência para avaliar a preparação tecnológica do edifício e incentivando a implementação de infraestruturas necessárias para a mobilidade elétrica.

O indicador de aptidão para tecnologias inteligentes, embora de aplicação facultativa, deverá ser utilizado para medir a capacidade dos edifícios para utilizar tecnologias de informação e comunicação e sistemas eletrónicos com vista a adaptar o funcionamento do edifício às necessidades dos ocupantes e à rede, bem como para melhorar a sua eficiência energética e o seu desempenho global, devendo abranger elementos relativos à melhoria da poupança energética, à avaliação comparativa e à flexibilidade, bem como as funcionalidades e capacidades melhoradas resultantes de dispositivos inteligentes e mais interligados.

A Diretiva estipula que a metodologia para determinação deste indicador deve ter em conta elementos como os sistemas de automatização e controlo dos edifícios, os dispositivos autorregulados para a temperatura interior, os pontos de carregamento para veículos elétricos, o armazenamento de energia e também os contadores inteligentes, referindo-se à importância da interoperabilidade entre esses elementos.

3. Legislação nacional

No que respeita à legislação nacional, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, e consagra no seu artigo 78.º-A os procedimentos para implementação dos sistemas inteligentes.

A Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, ao abrigo do disposto nos n.ºs 4 e 5 do acima mencionado artigo 78.º-A, aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes e as regras relativas à disponibilização de informação e faturação, e ainda determina uma avaliação de custo benefício a realizar de dois em dois anos pela ERSE com base na qual se aprovará a decisão de implementação dos sistemas inteligentes e respetivo calendário de instalação.

4. Avaliação económica da instalação de contadores inteligentes de eletricidade

A atualização do estudo da avaliação económica da instalação de contadores inteligentes de eletricidade, desenvolvido pela ERSE no final de 2018, conforme previsto na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, comprovou uma melhoria dos indicadores económicos do projeto de investimento desta operação, nomeadamente do VAL, em todos os cenários considerados.



Os cenários com resultados mais favoráveis, atentas todas as possibilidades da cadeia de valor, consideram contadores com funcionalidades standard e um sistema de comunicações de 85% PLC e 15% GPRS, não especificando, no entanto, por exemplo, níveis de detalhe dos "serviços inovadores" a prestar aos consumidores.

Pretende-se que as redes inteligentes potenciem a produção descentralizada e a eficiência energética, operação que não depende apenas da instalação dos contadores inteligentes (hardware), ou de sistemas complementares de comunicação, de tratamento e armazenamento de dados, de gestão e operação da rede, mas também do quadro (tipologia) de serviços inovadores de gestão de energia a prestar aos consumidores que venham a ser definidos.

O estudo elaborado pela ERSE refere, em diversos pontos correlacionados, que *"a quantificação dos benefícios associados à prestação destes serviços encerra ainda uma elevada incerteza que depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado"*.

B. EXEMPLOS EUROPEUS DE SERVIÇOS PROPORCIONADOS PELAS REDES INTELIGENTES

Na documentação apresentada pela ERSE no âmbito da presente consulta pública, são apresentados diversos exemplos de países europeus onde a implantação dos contadores em redes inteligentes se encontra em estágios mais avançados. É possível perceber a diversidade de soluções adotadas, tanto ao nível dos requisitos regulatórios como das exigências técnicas, conforme descrito no Anexo I a este parecer, que faz parte integrante do mesmo.

C. REDES INTELIGENTES EM PORTUGAL

O CT reconhece que as redes inteligentes constituem um pilar incontornável na transformação em curso no setor elétrico.

Com base nos dados fornecidos pela ERSE, o CT constata que:

- A EDP Distribuição, ORD BT a quem estão concessionadas as 278 redes de distribuição em baixa tensão propriedade dos municípios (excetuam-se as redes de baixa tensão das 8 cooperativas, uma Casa do Povo e uma Junta de Freguesia) tem vindo a investir significativamente em redes inteligentes desde 2007 e de forma mais acentuada a partir de 2015. Em resultado desse investimento, encontram-se atualmente instalados quase 1,9 milhões de Equipamentos de Medição Inteligente (EMI), abrangendo aproximadamente 32% dos consumidores em Portugal.
- Os 10 ORD exclusivamente em BT instalaram já cerca de 50% do total de 30000 equipamentos que lhes pertencem.
- A EDA e a EEM têm em curso projetos piloto.

D. CONSULTA PRÉVIA AOS ORD BT

1. Benefícios esperados pelos operadores das redes

Da análise que o CT tem efetuado sobre este tema e os seus desenvolvimentos ao longo dos anos, pode inferir-se:

- a. Que os ORD BT entendem que o desenvolvimento das redes inteligentes apresenta enormes benefícios para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e para os seus intervenientes, especialmente para os consumidores, já que permitirão:
 - A execução remota de operações e a maior capacidade de deteção e prevenção de fraudes, o que determinará uma redução dos custos do sistema.
 - A recolha e disponibilização de informação de consumo com maior granularidade, o que facilita a gestão de consumos e suporta novos serviços de eficiência energética, novas ofertas comerciais e, eventualmente, o acesso do consumidor à participação em serviços de gestão do sistema.



- A melhoria das condições de monitorização e gestão da rede o que irá permitir a melhoria da qualidade de serviço, com a redução dos tempos de interrupção do fornecimento e a melhoria da qualidade de energia fornecida.
- b. Que os ORD BT consideram que os principais benefícios das redes inteligentes revertem para os consumidores e não para os próprios ORD BT. De facto, alguns dos benefícios das redes inteligentes, como a maior eficiência no consumo ou a rapidez de execução de pedidos do mercado não são apropriáveis pelo ORD BT, e os benefícios provenientes da maior eficiência operacional do ORD BT acabarão por ser apropriados pelos consumidores, através da aplicação de metas de eficiência aos custos do ORD BT.

Apropriação dos principais benefícios das redes inteligentes

| | Principais benefícios das redes inteligentes | Apropriação | |
|--|--|-------------|----------------------|
| | | ORD | Consumidores/ SEN |
| Eficiência operacional | Recolha remota de leituras e informação de consumos | x | x |
| | Execução remota de operações cujo custo é suportado pelo ORD | x | x |
| | Execução remota de operações pagas pelo cliente (e.g. cortes e religações) | | x |
| | Deteção e prevenção de fraudes | x | x |
| Integração recursos distribuídos | Redução perdas técnicas de energia (balanço energético e planeamento de rede) | x | x |
| | Melhor conhecimento da topologia da rede BT (vários impactos) | x | x |
| | Maior capacidade de integração de produção distribuída e veículos elétricos | | x |
| Novos serviços e eficiência energética | Maior eficiência no consumo devido à informação granular e mais frequente | | x |
| | Possibilidade de serviços de gestão da procura em clientes BT | | x |
| | Maior rapidez de resposta aos pedidos dos clientes/mercado (e.g. switching) | | x |
| Qualidade de Serviço | Redução do tempo de permanência de consumidores em casa para execução de operações | | x |
| | Deteção e prevenção de sub/sobretensões e sobrecargas (otimização do investimento) | | x |
| | Redução do tempo de interrupção (deteção e localização mais rápidas de avarias) | x | x |
| | Prevenção e melhoria na resposta a reclamações comerciais e técnicas | x | x |

Fonte: EDP Distribuição

Quadro de alocação de custos e benefícios

| Item de custo-benefício | Subitem de custo-benefício | Consumidores | Outros agentes |
|--|---|--------------|--------------------------|
| Custos e investimentos em contadores | Aquisição de contadores inteligentes | - | ORD: Custo |
| | Instalação de contadores inteligentes | - | ORD: Custo |
| | Aquisição evitada de contadores convencionais | - | ORD: Benefício |
| Investimento em infraestrutura de comunicações | Custo do GPRS – modem | - | ORD: Custo |
| | Custo com taxas de subscrição | - | ORD: Custo |
| Investimento em sistemas de informação | Custos operacionais para o operador de medição | - | ORD: Custo |
| | Investimento em novos sistemas de informação para o operador de medição | - | ORD: Custo |
| Redução do consumo de eletricidade | Redução na fatura de eletricidade devida à redução do consumo | Benefício | Todos: Custo |
| Redução nos custos de leitura | | - | ORD: Benefício |
| Redução dos custos com comunicação de leituras e reclamações | | Benefício | ORD: Benefício |
| Redução das perdas comerciais | | - | ORD e ORT: Benefício |
| Custos com faturação | | - | Comercializadores: Custo |
| Transferência de consumo de ponta para vazio | | Benefício | Produtores: Custo |
| Redução dos custos com operações locais | | - | ORD: Benefício |
| Redução das perdas técnicas | | - | ORD: Benefício |
| Custos afundados | | - | ORD: Custo |
| Fundos de apoio | | Benefício | - |

Fonte: ERSE

2. Custos esperados pelos operadores das redes

As redes inteligentes têm por base uma arquitetura complexa, que integra inúmeros componentes entre o ponto de entrega e os sistemas de coordenação e controlo do ORD BT. O EMI terá capacidade de transmissão de informação, controlo de potência e interface com o consumidor e, a montante, existirão equipamentos de supervisão ao nível dos postos de transformação e uma infraestrutura de telecomunicações com capacidade de transmissão de elevados volumes de dados.

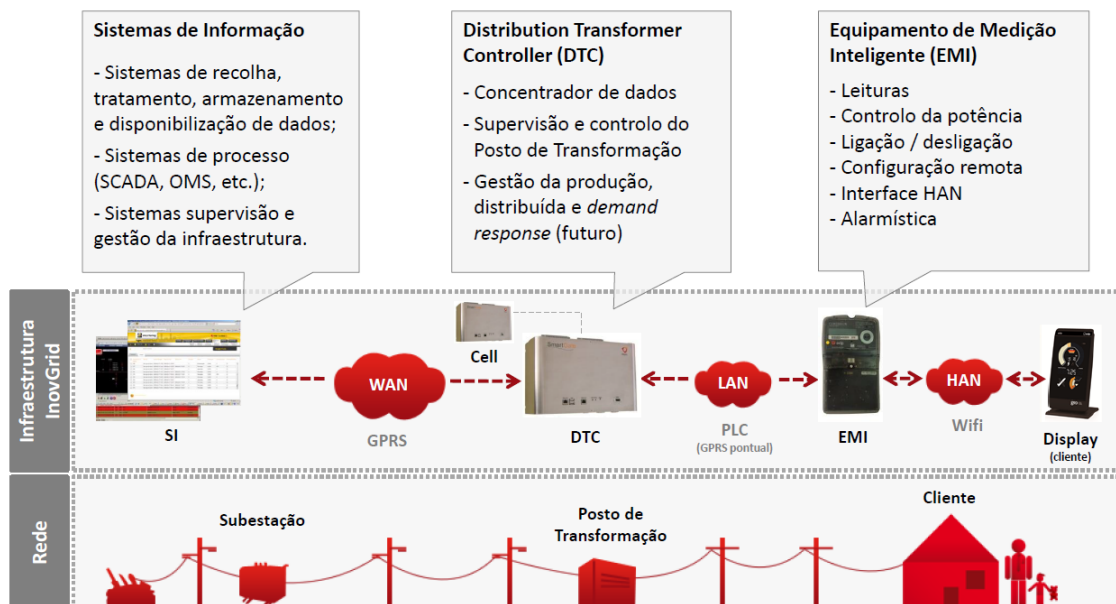
Os sistemas de informação deverão ter capacidade de receber, processar e atuar sobre toda a informação técnica e comercial recolhida, mantendo um histórico longo de informação e preservando as condições de segurança das redes e a privacidade dos dados dos consumidores.

Dada a sua dimensão no todo nacional, o CT entendeu observar em particular a arquitetura de redes implementada na EDP Distribuição.

A arquitetura de redes inteligentes implementada na EDP Distribuição (InovGrid), tem 4 componentes principais:

- O EMI, principal interface com o consumidor, dotado da possibilidade de disponibilizar localmente serviços de redes inteligentes através da porta HAN.
- O *Distribution Transformer Controller* (DTC) que permite a gestão da recolha de informação dos EMI e a supervisão e controlo dos Postos de Transformação.
- As redes de telecomunicações, que asseguram a conectividade de toda a infraestrutura, garantido a comunicação com os sistemas de informação e a disponibilidade dos serviços de redes inteligentes.
- Os sistemas informáticos para gestão de dados e disponibilização de serviços *on-line*.

Arquitetura simplificada das redes inteligentes na EDP Distribuição



Fonte: EDP Distribuição

A implementação das redes inteligentes exigirá investimentos de vulto nos EMI, nas infraestruturas de



comunicação e nos sistemas, impactando nos custos de todos os agentes do mercado, como conclui a ERSE no estudo previsto na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, atualizado em 2018.



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Conclui-se do estudo da ERSE que a relação custo benefício é positiva, pelo que o mesmo suporta um lançamento da campanha de *rollout* de EMI e a sua integração nas redes inteligentes, mediante regulamentação.

E. MELHORIAS NA GESTÃO DA REDE PROPORCIONADAS PELAS REDES INTELIGENTES

1. Requisitos regulamentares

Têm sido notórias as melhorias introduzidas na regulamentação do setor elétrico, especificamente nos requisitos dos serviços prestados aos consumidores, seja pela via da evolução tecnológica dos equipamentos de medição, seja pela maior oferta de opções de recolha e disponibilização de dados de consumo, concretamente:

- Os sistemas de telecontagem abrangem, atualmente, de forma obrigatória, as instalações em MAT, AT, MT, BTE e, ainda, os pontos de entrega da iluminação pública e a energia entrada nos PTD, permitindo a recolha remota dos dados de consumo diários, num elevado número de instalações que representam um significativo volume do consumo global de energia elétrica;
- Os consumidores em BTN dispõem atualmente de mais opções tarifárias que permitem um melhor ajustamento às necessidades de consumo, situação que também motivou uma atualização de equipamentos, nomeadamente por via da instalação de contadores inteligentes em casos particulares;
- As instalações de BTN integradas em sistemas de telecontagem já dispõem de leituras reais recolhidas mensalmente.

A proposta de regulamentação apresentada pela ERSE reconhecendo ser fundamentais que se definam, (e regulamentem devidamente), os serviços prestados pelos ORD BT, e pelas redes inteligentes, constitui uma continuidade da evolução que se tem verificado e permitirá ir ao encontro do disposto na legislação europeia e nacional.

2. Desenvolvimento das redes inteligentes



Na proposta de regulamentação apresentada pela ERSE, é referida a exigência pelo gradualismo na concretização das redes inteligentes, quer devido ao tempo necessário para implementar e desenvolver os sistemas dos operadores, quer para testar as melhores soluções numa área em que o espaço para aprendizagem é significativo. Importa também observar os custos gerados pelos novos serviços e a correspondente internalização nos modelos de regulação.

Inclusive a proposta considera que este primeiro enquadramento regulatório dos serviços das redes inteligentes deve ser visto como transitório e preparatório de um quadro mais consolidado das regras, possível após a experiência deste primeiro quadro regulamentar e assim propõe-se fazer a reavaliação no lançamento do próximo período de regulação que se inicia em 2021.

Nestes termos, as regras da proposta definem um quadro supletivo em relação aos atuais regulamentos e subregulamentação, que deve ser observado sempre que as instalações passem a estar integradas numa rede inteligente. A maioria dos consumidores ainda não está nesta circunstância e por isso, continua plenamente abrangida pelas regras atualmente em vigor.

Sem embargo da importância desta proposta, que representa aliás, um novo paradigma de serviços no setor, importa vincar o nível de exigência e complexidade acrescidas face ao regime atualmente em vigor, impactando nas infraestruturas e nos sistemas do ORD BT e dos comercializadores, bem como nos seus recursos humanos.

Como refere a proposta, importa criar uma conjuntura favorável ao desenvolvimento e perceção dos benefícios das redes inteligentes pelos consumidores, mas de forma prudente e eficaz visando um desenvolvimento harmonioso das regras com o envolvimento de todos os interessados.

III

ESPECIALIDADE

A. SERVIÇOS A PRESTAR PELOS OPERADORES DE REDE E POR OUTRAS ENTIDADES

O CT constata que, presentemente, a solução implementada nas redes elétricas nacionais beneficia cerca de 1.5M de consumidores com EMI considerados os diversos serviços prestados através destes equipamentos.

Importa encontrar um enquadramento regulatório favorável à plena integração de todos os clientes nas redes inteligentes, bem como à continuação dos investimentos em curso, incentivando o desenvolvimento de novos e melhores serviços de redes inteligentes, nos termos da legislação europeia e das melhores práticas em vigor.

A especificação de uma solução de redes inteligentes alinhada com os principais *standards* internacionais capazes de garantir: a sustentabilidade do aprovisionamento; a resposta às exigências e especificidades das redes de distribuição e de todos os processos subsequentes, até ao seu fornecimento e instalação, apresenta ciclos morosos que podem demorar vários anos.

Com o objetivo de disponibilizar novos serviços de informação ao consumidor e garantir a escalabilidade e robustez da infraestrutura de suporte às redes inteligentes, capaz de vir a servir, nas condições especificadas na proposta de regulamento em consulta pública, serão necessários investimentos nas plataformas de disponibilização de informação, de recolha, armazenamento, processamento e tratamento de dados e na atualização tecnológica através de sistemas *cloud* e segurança de dados.

A proposta de regulamento integra algumas medidas no sentido de otimizar custos e evitar ineficiências para o sistema elétrico, nomeadamente a obrigatoriedade de prestação de informação aos clientes sobre a instalação de EMI, as regras a seguir pelo ORD BT na integração de duplos equipamentos de medição, e a redução de periodicidade de recolha de leituras presenciais nos equipamentos de medição convencional.



Considerando:

- Que no território continental tem sido privilegiada pela EDP Distribuição a lógica de varrimento geográfico, com a necessária notificação, em tempo útil, aos clientes, sobre a intenção de instalação de EMI que menciona a possibilidade de o cliente agendar a instalação para o caso de a querer acompanhar, sugestão que é seguida por cerca de 20% dos clientes,
- Que o requisito de comunicação prévia da data e hora previstas para a instalação de EMI implicará a generalização a todas as instalações de uma lógica de agendamento que acarretará custos e atrasos face à atual prática de varrimento geográfico,

O CT admite que possa não haver justificação para alteração da prática atualmente seguida.

B. PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES

1. Plano de comunicação dos ORD BT relativo à integração de instalações em redes inteligentes

A ERSE apresenta um conjunto de obrigações de prestação de informação aos clientes, fundamentada na necessidade de assegurar que os clientes conhecem as potencialidades dos sistemas inteligentes. Por outro lado, é referido que esta obrigação decorre também das regras do 4º Pacote: *Energias Limpas para todos os Europeus*, que estabelece uma obrigação de prestação de informação adequada aos clientes finais aquando da instalação de contadores inteligentes.

O CT considera ajustadas as regras de comunicação dos ORD BT sobre a disponibilização dos serviços das redes inteligentes previstas no artigo 9.º da proposta.

No entanto, recomenda que no que respeita às alíneas a) e b) do número 3, por se tratar de informações necessárias aquando da instalação de um contador inteligente, estas devem ser prestadas no momento da instalação deste equipamento, e não apenas após a integração na rede inteligente. Assim, recomenda-se que esta regra distinga os deveres de informação a prestar aquando da instalação do novo equipamento e a informação a prestar aquando da integração na rede inteligente.

Por outro lado, reconhecendo-se o direito do cliente a verificar a leitura do contador substituído no momento da instalação de um contador inteligente, o CT considera que se deveria incluir também um dever de informar o cliente relativamente à leitura registada no momento de substituição do equipamento, de acordo com as normas em vigor. Esta informação deverá continuar a ser prestada pelo ORD BT num documento escrito a facultar ao cliente.

2. Leitura do contador

2.1. Periodicidade de leitura e periodicidade de faturação

A leitura remota é uma das funcionalidades dos contadores inteligentes que mais vantagens disponibiliza aos consumidores, bem como aos outros agentes do SEN. A faturação por estimativas de consumo é uma realidade que comporta incertezas para os consumidores, uma vez que o consumo cobrado ao não corresponder ao efetivamente realizado irá certamente refletir acertos de faturação no futuro.

Assim, para as instalações integradas em redes inteligentes, a ERSE propõe as seguintes medidas:

- a. direito dos clientes a que o período de faturação coincida com o período entre leituras de ciclo;
- b. dever do comercializador de sincronização dos períodos de faturação com os períodos entre leituras de ciclo;
- c. dever dos ORD BT assegurarem que o intervalo entre duas leituras reais não seja superior a 1 mês.



O CT considera que as medidas acima explanadas são apropriadas, no entanto, entende que deve ser clarificado que o dever de sincronização entre ciclos de leituras e períodos de faturação é aplicável independentemente da periodicidade de faturação acordada entre o comercializador e os seus clientes.

O CT considera que a redação proposta nos números 1 e 5 do artigo 12º parece afastar a obrigação de sincronização se for contratada uma faturação com periodicidade diferente da mensal, como é o caso da faturação bimestral ou anual.

A ERSE propõe ainda, no que respeita às instalações não integradas em redes inteligentes, que seja reduzido o intervalo entre leituras de 3 em 3 meses para de 2 em 2 meses. Esta alteração é justificada pela diminuição do número de contadores sem acesso remoto, e pela harmonização de regras entre este setor e o setor de gás natural, já que neste último o intervalo máximo entre leituras é atualmente de 2 meses. Ressalva-se que esta proposta apenas entrará em vigor a partir de 1 de janeiro de 2021.

A proposta em apreço suscita dúvidas ao CT sobre a sua oportunidade. Tratando-se de uma regra a aplicar no próximo período regulatório, o CT considera que uma eventual alteração da periodicidade de leitura estabelecida na regulamentação em vigor deverá ser ponderada no âmbito da revisão regulamentar que ocorrerá em 2020 associada ao novo período de regulação, tendo em consideração a experiência e informação entretanto obtidas com a aplicação do novo regulamento sobre redes inteligentes.

2.2. Leitura na mudança de comercializador

No artigo 15.º da proposta em apreço é estabelecido que os ORD BT procedam à realização de uma leitura remota na mudança de comercializador das instalações integradas nas redes inteligentes.

O CT considera pertinente o estabelecimento desta obrigação, no entanto, recomenda que se estabeleça também um dever dos comercializadores de emitirem a fatura final de acerto sincronizada com a leitura remotamente obtida na data de mudança de comercializador, e o mesmo se deverá aplicar ao novo comercializador no que respeita à primeira fatura emitida.

3. Potência contratada

3.1. Alterações contratuais da potência contratada

A alteração da potência contratada de forma remota é uma funcionalidade importante das redes inteligentes, que a ERSE consagra no artigo 23º da proposta, pelo que o CT recomenda que seja estabelecido um prazo para a sua efetivação.

Relativamente à preocupação demonstrada pela ERSE no que respeita a um eventual aumento das solicitações de alteração de potência contratada, por se tratar de um serviço disponível com maior facilidade, o CT concorda que num primeiro momento deverá ser monitorizada a evolução dos pedidos deste serviço.

Também é facilmente entendível que alterações frequentes de potência contratada podem conduzir à necessidade de uma reconfiguração dos termos em que essa componente é faturada aos consumidores. O CT sugere que a ERSE aprofunde preventivamente esta temática.

3.2. Religação automática após atuação do interruptor de controlo de potência

O artigo 33.º propõe que as instalações integradas nas redes inteligentes possam ser configuradas para a religação automática do Interruptor de Controlo de Potência (ICP).

De acordo com o referido pela ERSE no Documento de Enquadramento, esta funcionalidade comporta vantagens para os clientes, uma vez que permite a religação sem necessidade de interação com o contador e minimiza os tempos de interrupção.

Tendo em conta os aspetos técnicos envolvidos, bem como a segurança de pessoas e bens, o CT recomenda a audição prévia da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).



3.3. Alteração temporária da potência contratada

3.3.1. Interrupção por facto imputável ao cliente

No que respeita às situações de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, previstas no artigo 75.º do [RRC](#), quando esteja associado um tempo de pré-aviso, e com o acordo explícito do consumidor, propõe a ERSE no artigo 31.º que seja concedido um período adicional de 10 dias em que a potência contratada é reduzida para 1,15 kVA.

Relativamente às situações em que a interrupção do fornecimento é solicitada pelo comercializador, a ERSE propõe que o comercializador tenha a prerrogativa de conceder ou não este período adicional, incluindo este pedido na comunicação que remete ao ORD BT.

Em alternativa à redação proposta, o CT considera mais adequado que a ERSE defina as situações em que o comercializador poderá obstar a que este prazo adicional seja concedido.

3.3.2. Operação da rede

A integração dos consumidores nas redes inteligentes, nos termos da presente proposta, permitirá a redução temporária da potência contratada dos clientes em situação de contingência para fornecimento de serviços mínimos de energia elétrica, evitando a necessidade de corte de um maior número de clientes.

Este novo serviço permite que os ORD BT possam recorrer à alteração temporária da potência contratada, em alternativa à interrupção do fornecimento, por razões técnicas de operação da rede: interrupção programada, contingência ou reposição.

A ERSE propõe ainda que estes serviços sejam enquadrados em projetos-piloto, da iniciativa dos ORD BT.

O CT recomenda que estas alterações sejam registadas, monitorizadas e analisadas, cabendo à ERSE avaliar se passará a figurar como um novo indicador de qualidade de serviço. O recurso a um número excessivo de alterações temporárias de potência contratada pode revelar situações que carecem de outras intervenções, mais estruturais, ao nível da rede de distribuição.

Por último, o CT sugere que no âmbito destes projetos seja sempre contemplado um dever de informação prévia aos consumidores, quando as circunstâncias da intervenção o permitirem, que os alerte para a necessidade de redução temporária da potência contratada.

3.3.3. Controlo da potência contratada em instalações trifásicas

O CT entende que deve ser reavaliada, com a necessária participação da DGEG, a proposta para a alteração do controlo de potência em instalações trifásicas, que se propõe passar da limitação por fase para uma limitação com base no valor total de potência contratada apenas numa fase, o que pode levar a uma excessiva concentração da potência solicitada numa ou duas das fases, já que poderão existir instalações particulares que não se encontrem dimensionadas para uma utilização com este tipo de desequilíbrio, o que pode comprometer a segurança de pessoas e bens.

4. Serviços realizados remotamente nas instalações dos clientes

4.1. Ativação e desativação do fornecimento

A ativação ou desativação remota deve, sempre que não estejam em causa razões de segurança que impliquem uma atuação imediata, ser previamente acordadas com o consumidor.

O CT concorda com as condições propostas pela ERSE no Art.º 26.º.

4.2. Assistência técnica

Com a integração em redes inteligentes, a assistência técnica ao consumidor exige que a mesma decorra com atitude cada vez mais colaborativa, observada a maior visibilidade que a mesma enquadra.



Perante esse maior conhecimento, o CT recomenda que a ERSE possa ponderar se o conceito de assistência técnica, para além das falhas de fornecimento, possa vir a integrar serviços noutros domínios, como sejam: o fornecimento com tensão fora das condições técnica regulamentares ou o desajuste noutros parâmetros.

O CT concorda com a proposta da ERSE *"Que, nas situações de assistência técnica em que não seja necessária a deslocação ao local e já seja conhecida a causa da falta de fornecimento, o ORD BT deva informar o cliente sobre as razões para a avaria reportada e, nos casos em que a avaria seja na sua rede, adiantar uma estimativa para a reposição do fornecimento"*.

Nos casos em que se verifique alimentação na entrada do contador nas condições regulamentares e, portanto, a causa se deva a problema existente na instalação do cliente, o ORD BT deve informar o cliente desse facto, seguindo a prática atual.

4.3. Interrupção e restabelecimento do fornecimento por facto imputável ao cliente

O fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido pelo ORD por facto imputável ao cliente nas situações indicadas no artigo 75º do RRC, sendo necessário na maioria dos casos o envio de um pré-aviso face à data em que o serviço será interrompido. O pré-aviso de interrupção está também consagrado na Lei dos Serviços Públicos Essenciais – Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual - que também estabelece que o pré-aviso, para além de justificar o motivo da suspensão, deve informar o utente dos meios que tem ao seu dispor para evitar a suspensão do serviço e, bem assim, para a retoma do mesmo.

A integração de EMI nas redes inteligentes permitirá que estes serviços possam ser executados de forma remota o que comporta vantagens importantes para consumidores, uma vez que estes serviços passam a ser prestados num curto espaço de tempo. No que respeita à prestação destes serviços o CT concorda com o proposto pela ERSE no artigo 29.º.

4.4. Visita combinada

O CT entende que o artigo 30.º (bem como a respetiva epígrafe), que prevê os prazos para execução de serviços por ação remota, por razões de coerência e clareza na aplicação das regras, deve ser reformulado por forma a referir-se apenas às ações remotas, uma vez que as visitas combinadas estão reguladas no RQS.

Na referida reformulação, deve ainda ser evidenciado e clarificado o facto de que a visita combinada só deva ser agendada quando for inviável a operação remota.

Considera o CT apropriada a compensação proposta pela ERSE aos consumidores com instalações integradas nas redes inteligentes.

5. Alertas de consumo de energia elétrica

A ERSE, propõe no Artigo 20.º da proposta de regulamento, que: *"1 - Os ORD BT devem disponibilizar diretamente nos equipamentos de medição e através de uma plataforma eletrónica os seguintes alertas de consumo de energia elétrica, individualizados:*

- a) *Comparação do consumo mensal com o do mês homólogo do ano anterior.*
- b) *Comparação do consumo mensal com o do mês anterior. 2 - A disponibilização referida no número anterior deve ter periodicidade mensal"*

O CT sugere que a ERSE proceda a uma análise de custo e benefício desta funcionalidade que permita otimizar a organização dos alertas a disponibilizar aos consumidores.

6. Duplo equipamento de medição

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) prevê a possibilidade de o cliente instalar um segundo equipamento de medição, a seu encargo, obedecendo a características idênticas ou superiores às do equipamento instalado pelo ORD BT.



O CT concorda com o ponto de vista dos ORD BT que os duplos equipamentos de medição instalados pelos clientes devam seguir as especificações dos equipamentos de medição do ORD BT ou, em alternativa, que a sua integração nos sistemas do ORD BT não seja obrigatória.

O CT admite que possa não haver justificação para alteração da prática atualmente seguida.

7. Iluminação pública

A Iluminação Pública (IP) apresenta, tal como reconhece a ERSE no documento de enquadramento à presente consulta pública, particularidades que a distinguem das restantes instalações de consumo em BTN e BTE, motivando tal facto um enquadramento regulamentar específico em algumas matérias.

Na proposta de regulamento relativo aos serviços a prestar no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, mais concretamente no seu artigo 17.º, n.º 2, a ERSE propõe uma periodicidade mensal para a leitura de ciclo das instalações de IP integradas nas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, à semelhança do que é proposto, no mesmo regulamento, para as instalações de consumo em BTN.

Atualmente todos os circuitos de IP já têm instalados contadores em telecontagem, permitindo, desta forma, quer a leitura quer algum controlo remotos, sendo residual o número de contadores ditos convencionais. Tal é evidenciado pela ERSE no documento de enquadramento, inclusive como serviços já hoje disponibilizados pelos ORD BT.

O paradigma da gestão das instalações de IP, tal como hoje se conhece, vai necessariamente ser alterado, implicando uma superior relevância da informação disponível para o gestor, quer em termos quantitativos quer qualitativos.

O conhecimento aprofundado, nas suas principais características, e com a maior frequência possível do consumo, revela-se como fundamental para que o gestor de uma estrutura de IP possa, a dado momento, tomar as decisões mais acertadas sobre a infraestrutura que gere.

Infraestrutura que, forçosamente, terá sempre de ser analisada, nas suas necessidades, de forma consolidada no âmbito de uma determinada região, apresentando, entre outras, as seguintes características:

- Está dispersa fisicamente, sendo crucial uma gestão centralizada;
- Tem um elevado número de elementos, nomeadamente, entre outros, de contadores;
- O acesso aos elementos não é, em muitos casos, conseguido de forma linear (p.ex., o acesso aos contadores dos circuitos de IP);
- Tem um consumo elevado para um perfil de consumo com alguma previsibilidade, mas sazonal em termos mensais;
- Tem uma elevada criticidade em termos de segurança e bem-estar para pessoas e bens.
- É sensível a perdas comerciais e técnicas, com impactos elevados no consumo, exigindo uma célere atuação;
- Tem um campo potencialmente elevado e contínuo de atuação no âmbito da eficiência energética;
- Exige um planeamento de médio e longo prazo.

Face ao exposto, entende o CT que a periodicidade de leitura de ciclo das instalações de IP integradas nas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica deverá ser diária, igualando-se, desta forma, o que acontece para as instalações de consumo em BTE, recomendando em conformidade à ERSE a alteração do n.º 2 do artigo 17.º da proposta de regulamento.



O CT entende que o proposto no n.º 3 do Art.º 17, relativamente à recolha de diagramas de carga de energia reativa, só se deve aplicar aos circuitos de IP em BTE. No demais aplicável à IP, o CT expressa a sua concordância com o proposto pela ERSE.

8. Autoconsumo e pequena produção em BT

O CT concorda com a proposta da ERSE relativa ao autoconsumo.

9. Novos preços regulados

A ERSE enumera dois serviços: alteração temporária da potência contratada de forma remota e operações de desselagem e de resselagem pelos ORD BT para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.

Transitoriamente terão custo nulo. O CT concorda com esta proposta.

10. Recolha e disponibilização de dados

Tendo em conta que os serviços das redes inteligentes serão regulados, o CT considera que o acesso aos dados deve ser gratuito e não discriminatório, considerando ainda que os formatos dos dados e os procedimentos devem ser transparentes e uniformes bem como ser aprovados e publicados, quer para salvaguarda dos interesses dos consumidores, quer dos comercializadores.

No que diz respeito à disponibilização dos dados de consumo individuais, tendo em conta que estes são propriedade do consumidor, o CT alerta para a necessidade de se assegurar que a sua disponibilização, em especial a entidades terceiras, cumprirá de forma rigorosa o disposto no Regulamento Geral da Proteção de Dados (RGPD – Regulamento (EU)2016/679, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados), em vigor desde 25 de Maio de 2018.

11. Realização de estudos sobre as redes de distribuição em BT

A ERSE destaca a contribuição que as redes inteligentes terão no futuro para monitorizar os trânsitos de energia reativa nas redes de BT, sugerindo que os ORD BT recolham pontualmente registos de energia reativa de uma amostra representativa de instalações integradas nas redes inteligentes.

O número 2 do artigo 44.º do articulado determina que os ORD BT devem analisar a informação recolhida para elaborar um relatório sobre a caracterização das redes em termos de energia reativa, a enviar à ERSE até 30 de junho de cada ano.

O CT considera que esta proposta contribui para o reforço do conhecimento sobre a utilização das redes de distribuição e fornece informação útil para o planeamento de futuros investimentos.

Contudo, solicita o CT que:

- A ERSE defina com detalhe o nível de desagregação da informação pretendida, bem como os tópicos e indicadores a utilizar para caracterizar a energia reativa.
- A ERSE clarifique o conceito de amostra representativa, especificando uma percentagem das instalações ligadas para recolha de informação, e o conceito de recolha pontual dos dados, bem como a periodicidade com que esta deverá ocorrer.

12. Informação sobre os serviços das redes inteligentes e a utilização dos equipamentos de medição

A ERSE propõe o reforço dos deveres de informação previstos nos artigos 44.º e 45.º do [RQS](#) e aplicáveis aos comercializadores e aos ORD BT, prevendo-se a prestação nas suas páginas de internet de informação atualizada sobre a utilização de equipamentos de medição integrados nas redes inteligentes e sobre os serviços que lhes estão associados.



O CT considera que a ERSE deveria caracterizar com detalhe as matérias e indicadores a reportar pelos agentes relativamente a estes temas.

13. Reporte de informação sobre o desempenho dos serviços da rede

13.1 Prestação de informação no contexto do GMLDD

Atualmente, a mecânica de reporte principal relativamente à temática da medição, da leitura e da disponibilização de dados é a estabelecida no GMLDD, assente no cálculo de indicadores de atividade, reportados à ERSE, pelos operadores das redes, em base semestral.

No entanto, estes mecanismos de reporte de informação à ERSE previstos na regulamentação do setor elétrico em vigor, não explicitam a dimensão das redes inteligentes, razão pela qual, a proposta em apreço, no seu Art.º 44.º, estende o conjunto de indicadores, prevista no GMLDD atualmente em vigor, de forma a complementar a atividade desenvolvida pelos ORD BT na esfera das redes inteligentes.

Considerando que a disponibilização desta informação é determinante para se aferir da qualidade dos serviços prestados, o CT regista positivamente a proposta apresentada pela ERSE.

13.2 Prestação de informação no contexto do RQS

A proposta de Regulamento relativo aos serviços a prestar no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, estabelece no âmbito da qualidade de serviço, as seguintes áreas de intervenção:

1. Indicadores de qualidade de serviço - Avaliação do desempenho na frequência da leitura remota de equipamentos de medição

Os ORD BT devem medir o seu desempenho em relação à frequência da leitura remota de equipamentos de medição através de um indicador geral relativo ao intervalo de tempo entre leituras de ciclo remotas consecutivas.

O indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras de ciclo remotas com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 32 dias e o número total de leituras de ciclo remotas.

Para efeitos de cálculo do valor anual do indicador geral referido no número anterior, todas as leituras de ciclo remotas realizadas nesse período anual são consideradas, independentemente de a leitura anterior ter ou não ocorrido nesse período.

2. Prestação de informação relativa à qualidade de serviço

Quanto à prestação de informação relativa à qualidade de serviço, prevê-se que os ORD BT, devem enviar trimestralmente à ERSE, até 60 dias após o final de cada trimestre:

- a. A informação necessária para calcular o indicador previsto no Art.º 42.º, designadamente, o desempenho em relação à frequência da leitura remota de equipamentos de medição através de um indicador geral relativo ao intervalo de tempo entre leituras de ciclo remotas consecutivas.
- b. A informação associada às obrigações individuais²³⁰ previstas nos Artigo 26.º a Artigo 30.º.
- c. A informação sobre qualidade de serviço técnica recolhida em cada ponto de entrega, designadamente sobre interrupções (número e duração) e sobre o tempo fora dos limites regulamentares estabelecidos para o valor eficaz da tensão.

²³⁰ Artigo 26.º (Ativação e desativação do fornecimento), Artigo 27.º (Assistência técnica), Artigo 28.º (Serviço de acesso à porta série de comunicação do equipamento de medição), Artigo 29.º (Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente), Artigo 30.º (Visita combinada).



- d. Os ORD BT e os comercializadores devem incluir nos seus relatórios da qualidade de serviço:
- Os valores anuais dos indicadores previstos no regulamento que lhes sejam aplicáveis.
 - O número e o montante anual, por tema, de compensações pagas por incumprimento de obrigações individuais previstas no regulamento que lhes sejam aplicáveis.

O CT considera relevante a prestação de informação por parte dos ORD BT, que permita aferir a qualidade de serviço prestada e concorda com a afirmação da ERSE de que *as propostas apresentadas inscrevem, em certas matérias, um nível de exigência e complexidade acrescidas face ao regime atualmente em vigor, impactando nas infraestruturas e nos sistemas do ORD e dos comercializadores, bem como nos seus recursos humanos, sendo objetivo da proposta criar uma conjuntura favorável ao desenvolvimento e perceção dos benefícios das redes inteligentes pelos consumidores, mas de forma prudente e eficaz visando um desenvolvimento harmonioso das regras com o envolvimento de todos os interessados.*

C. PRAZOS DE IMPLEMENTAÇÃO DAS PROPOSTAS REGULAMENTARES

Sem estarem previamente definidas as especificações técnicas e assegurado o bom funcionamento dos sistemas de comunicação, recolha, tratamento e disponibilização de dados, será pernicioso para o sistema e para os operadores, a sua entrada em vigor. O risco de criar uma perceção inicial negativa, pode reduzir as vantagens que todos consideram fundamentais nesta proposta.

Neste sentido, o CT considera que deverá salvaguardar-se um período transitório e adequado, nomeadamente para os comercializadores, e após confirmação de registo dos contadores pelo ORD BT, para que os mesmos procedam aos desenvolvimentos necessários à plena implementação do regulamento proposto.

D. INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

A EDP Distribuição (EDP D) e a generalidade dos operadores de rede que atuam exclusivamente em BT (ORD BT) têm vindo a instalar contadores inteligentes estando já em operação cerca de 1,9 milhões de contadores, dos quais cerca de 1,5 milhões em comunicação remota com os sistemas informáticos dos ORD BT. Assinala-se que 3 dos ORD BT já executam a faturação sem recurso a estimativas o que abrange cerca de 12000 clientes servidos pelas suas redes de distribuição em baixa tensão. Também a EDA e a EEM têm em curso projetos piloto que vão permitir suprir as diferentes necessidades estruturais que resultam da geografia dos territórios que servem.

Uma vez que a disponibilização de serviços de redes inteligentes não é obrigatória, e que a generalidade dos custos com o seu desenvolvimento recai sobre os ORD BT, a ausência de qualquer incentivo atrasa a uniformização do acesso a estes serviços, ou seja, origina a existência de dois conjuntos distintos de consumidores com acesso diferenciado aos benefícios – uns com acesso, e os restantes sem – embora pagando todos uma tarifa uniforme.

A ERSE considera, assim, que os serviços potenciados pelas redes inteligentes devem ser incentivados através da definição de instrumentos regulatórios adequados.

A presente proposta da ERSE integra a criação de um incentivo ao investimento nas redes inteligentes, baseado na partilha dos benefícios expectáveis, gerados pelos novos serviços disponibilizados aos consumidores, e que é estabelecido em função do número de instalações que, em cada ano, cumpra os critérios de integração nas redes inteligentes. A ERSE propõe, nesse sentido, definir quais os serviços essenciais que deverão ser prestados pelo operador da rede de distribuição para efeitos de integração num incentivo regulatório. As propostas apresentadas pela ERSE traduzem-se num significativo aumento do nível de informação e de serviços prestados pelos ORD BT face ao estabelecido na regulamentação atualmente em vigor.

O CT apoia o desenho de um incentivo como o proposto pela ERSE, mas sugere alguma redefinição nas exigências impostas de forma a otimizar a realidade em que se encontra o setor com a necessidade de



acelerar a sua digitalização. Assim, o CT entende que, para poder beneficiar do incentivo regulatório, devem ser asseguradas, no mínimo, as seguintes condições:

- Os EMI (EB) registrados nas RI (redes inteligentes) devem obedecer ao cumprimento dos requisitos da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho;
- O fornecimento de informações detalhadas sobre o consumo do cliente de acordo com o Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril. Em particular,

"(...) 7 - As informações e as estimativas do custo da energia solicitadas pelo consumidor devem ser fornecidas em tempo útil, num formato facilmente compreensível e ajustado a cada segmento de consumo, que lhe permita comparar as diversas ofertas.

8 - Os consumidores finais que disponham de contadores inteligentes, nomeadamente os previstos no artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis nºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro, devem ter acesso a informações complementares sobre o seu histórico de consumo que lhes permitam efetuar verificações pormenorizadas, tais como:

*a) **Dados cumulativos** referentes, pelo menos, aos três anos anteriores ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior; e*

*b) **Dados pormenorizados** correspondentes aos períodos de utilização diária, semanal, mensal e anual, disponibilizados ao consumidor final através da Internet ou da interface do contador, em relação aos 24 meses anteriores, ou ao período decorrido desde o início do contrato de fornecimento, se esse período for inferior "*

- Leituras diárias, por forma a eliminar, de vez, o recurso a estimativas.
- O valor máximo da potência tomada registada bem como os diagramas de carga de energia ativa, com desagregação temporal de 15 minutos, para os consumidores que manifestarem expressamente esse interesse.

O CT recomenda que os parâmetros do incentivo sejam aprovados pela ERSE na próxima fixação de tarifas, de modo a clarificar o enquadramento regulatório aplicável ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Finalmente o CT reconhece positivamente a preocupação da ERSE em assegurar a neutralidade tarifária. O incentivo remuneratório para os operadores da rede de distribuição em BT pressupõe que a disponibilização dos serviços agora propostos e a integração das instalações em BT nas redes inteligentes, não serão remuneradas no âmbito de nenhum outro incentivo ou metodologia remuneratória aplicados pela ERSE.

O CT regista positivamente que as regras que vierem a ser definidas impactarão também nos novos concessionários das redes de BT que resultarem dos procedimentos de concurso a lançar em 2019 de acordo com a Lei nº31/2017, de 31 de maio.

IV

RECOMENDAÇÕES

Às recomendações constantes deste parecer, o CT acrescenta ainda:

1. Que a implementação das redes inteligentes não seja comprometida por uma eventual multiplicação de ORD BT resultante do processo concursal das concessões de baixa tensão.
2. A pertinência de se atualizar os regulamentos existentes à luz da implementação da regulamentação das redes inteligentes.



V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas pela ERSE.

Aprovado em 15 de fevereiro de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico** ◆ [\[Consulta Pública n.º 68\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²³¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento "*Consulta Pública n.º 68 - Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

A presente proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT/SE) visa o estabelecimento de mecanismos que promovam a previsibilidade e estabilidade da tarifa regulada, reduzindo a sua exposição à volatilidade dos preços no mercado à vista, e a sua flexibilidade, assegurando em situações de desvios excecionais, a sua atualização de modo a garantir a adequabilidade dos preços da tarifa regulada aos preços observados nos mercados grossistas.

Para o efeito é proposto:

- uma estratégia de aquisição eficiente de energia por parte do CUR;
- monitorização trimestral do preço médio da energia do CUR face ao valor incluído na tarifa de energia paga pelos consumidores do mercado regulado, e sua atualização, positiva ou negativa, caso existam desvios significativos.

O CT regista positivamente esta iniciativa da ERSE que vem acolher as recomendações recorrentemente expressas nos seus pareceres.

II

ESPECIALIDADE

A. MECANISMO DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA PELO CUR

1. No documento justificativo da consulta pública, a ERSE propõe uma estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR, "*com 60% do consumo trimestral contratado no mercado de futuros com antecedência adequada e 40% no mercado à vista*".
2. A estratégia descrita assume ainda que "*em cada mês o CUR adquire para uma proporção do consumo estimado para o ano t produtos trimestrais no OMIP*", prevendo-se a distribuição das compras de futuros de forma uniforme ao longo dos 21 meses em que o produto de cada trimestre está aberto a negociação na plataforma do OMIP.

²³¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho



3. O CT reconhece que o mecanismo proposto pela ERSE tem a vantagem de conferir firmeza ao aprovisionamento e, assim, dar previsibilidade e estabilidade à tarifa de energia, ao assegurar que uma proporção dos custos com a aquisição de energia elétrica é conhecida antecipadamente aquando da definição das tarifas para o ano seguinte.
4. O CT faz notar não ter sido explicitada a fundamentação para a repartição 60%/40% proposta para a estratégia de aprovisionamento do CUR, a qual considera importante ser do seu conhecimento.
5. A ERSE aponta ainda como vantagem o facto de o mecanismo proposto funcionar adicionalmente como uma estratégia de cobertura de risco associado às compras de aquisição de energia elétrica no mercado à vista (OMIE), alegando que a implementação desta estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR entre 2014/2018 ter-se-ia traduzido numa redução dos desvios na previsão do custo médio de aquisição do CUR face ao valor incluído nas tarifas.
6. No entanto, o CT alerta que apesar de o mecanismo proposto ser eficaz na minimização de desvios face às previsões, não evita a ocorrência anual de ganhos ou perdas financeiras, consoante a evolução do preço no mercado à vista.
7. De facto, o mecanismo de aprovisionamento proposto não se configura *stricto sensu* como uma estratégia de cobertura de risco, uma vez que não existe um valor *ex-ante* a cobrir relativamente ao preço de compra por parte dos consumidores.
8. O CT salienta também que a falta de liquidez do OMIP pode ser um sério obstáculo à implementação da estratégia delineada pela ERSE, sendo do conhecimento geral que praticamente não há negociação de produtos com entrega em Portugal, e que para entrega em Espanha, a liquidez está maioritariamente concentrada para os dois trimestres imediatos (Q+1, Q+2) e para os dois anos seguintes (CAL+1, CAL+2). Dado que estes produtos permitem um mecanismo de repartição em períodos mais curtos (*cascading*) é possível ajustar a posição até à maturidade mensal.

B. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

1. O Mecanismo de adequação da tarifa de energia prevê a monitorização trimestral da evolução do preço de energia no mercado organizado e a atualização *ex-post* da Tarifa de Energia sempre que existam desvios significativos no preço médio de aquisição do CUR (calculado segundo o Mecanismo de Aprovisionamento Eficiente do CUR) face ao valor incluído nas tarifas.
2. O CT considera importante assegurar que, na avaliação desse desvio ($\Delta\tilde{P}r_t$), o cálculo do valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR ($\tilde{P}r_t^{Revisto}$) não deve ser só um exercício retrospectivo, incluindo os valores reais para os trimestre já decorridos, mas também prospetivo, incorporando informação atualizada sobre os preços que se verificam nos mercados de futuros para os trimestres que ainda se encontram por fechar na nova estimativa do custo de aquisição do CUR para o ano t.

C. ALTERAÇÃO DO ARTICULADO DO RT/SSE

Quanto à estratégia de aprovisionamento de energia pelo CUR, o CT é de opinião que o mecanismo tal como proposto pela ERSE requer uma maior clarificação no articulado antes de poder ser implementado, designadamente no que se refere:

a. Volumes a aprovisionar no mercado de futuros

- i. O CT destaca que a estratégia de aprovisionamento proposta deve ser sujeita a validação prévia pela ERSE.
- ii. Uma vez que o CUR deve, como proposto, começar a aprovisionar-se no mercado de futuros com 21 meses de antecedência e atenta a incerteza que existe quanto à migração de clientes do MR



para o ML, considera o CT recomendável que a ERSE estabeleça a periodicidade de atualização da migração.

- iii. Ainda a este respeito, o CT detetou que na proposta de alteração do articulado do RT a ERSE modificou a descrição da variável $\tilde{W}CVEE_t$. No RT ainda em vigor, $\tilde{W}CVEE_t$ corresponde à "Quantidade de energia adquirida" e não à "Quantidade de energia elétrica fornecida".

b. Preço médio de referência ($PR_{Prazo,t}^{Ref}$)

1. O CT entende que o articulado é pouco claro quanto à forma de cálculo do preço médio de referência decorrente da contratação de futuros ($PR_{Prazo,t}^{Ref}$), o qual será definido pela ERSE com base no "preço médio da contratação i estabelecida até 30 de setembro de t-1, para entregas no ano t" (PR_i^{Ref}).
2. Dado que a negociação no mercado de futuros é em contínuo, o CT solicita que lhe sejam disponibilizadas mais informações quanto ao critério que a ERSE pretende empregar para selecionar as cotações a utilizar no cálculo do PR_i^{Ref} .

c. Recomendações

1. O CT nota que, de entre os vários produtos abertos a negociação na plataforma do OMIP, não há quaisquer referências sobre quais serão considerados admissíveis para efeitos de implementação da estratégia de aprovisionamento eficiente do CUR.
2. Face à reconhecida falta de liquidez do produto Português no OMIP, o CT recomenda a análise individual ou combinada de outras soluções, nomeadamente:
 - a. Dinamização da liquidez dos produtos portugueses, através da introdução da figura de *market maker* para a zona portuguesa do MIBEL, de forma a ser possível, consistente e eficientemente, a compra e ajuste de posições de produtos da zona portuguesa do MIBEL por parte do CUR;
 - b. Promoção de um mecanismo de leilão, onde o CUR atua como comprador único, de forma a aprovisionar a sua carteira com contratos trimestrais/anuais, numa proporção a definir *ex-ante* pela ERSE.
3. Assim e muito embora o CT reconheça o esforço da proposta apresentada pela ERSE, considera que nas condições atuais do mercado a sua implementação pode resultar comprometida, atentas as questões levantadas nos pontos que antecedem e as dúvidas que as mesmas suscitaram.
4. Neste sentido e sem prejuízo de outras soluções alternativas, o CT recomenda que a ERSE desenvolva um conveniente modelo em colaboração com os intervenientes diretos OMIP e CUR.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2018.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação ◆ [\[Consulta Pública n.º 67\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²³²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "*Proposta de regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação*" cabendo ao CT emitir parecer até 29 de outubro de 2018.

Assim, a Secção do Setor do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO

O Regulamento de Operação das Redes ([ROR](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no *Diário da República*, 2.ª série, de 18 de dezembro, permite a participação do consumo no mercado de serviços de sistema.

No entanto a inexistência de regras enquadradoras dessa possibilidade resulta, na prática, como barreira de mercado a que instalações consumidoras iniciem a sua participação neste mercado.

Nesta consulta pública a ERSE coloca em discussão um conjunto de regras para um projeto piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, visando assegurar uma igualdade de tratamento na participação dos consumidores habilitados (ou por quem os represente) com os produtores que hoje estão envolvidos no mercado de reserva de regulação que deverá passar a ser designado como de reserva de reposição²³³.

Pretende-se deste modo um aumento da concorrência neste mercado, permitindo aos consumidores habilitados concorrer no mercado de reserva de regulação com as ofertas atuais dos produtores, reconhecendo o CT como positiva esta iniciativa da ERSE ao permitir a participação do consumo no mercado de reserva de regulação em igualdade de tratamento com os produtores: se por um lado se pretende dar cumprimento à regulamentação europeia, por outro está a ser fomentada a concorrência num mercado muito específico.

II - ESPECIALIDADE

1. MODELO ATUAL

Os serviços de sistema são essenciais à manutenção da operação do sistema elétrico com adequados níveis de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, sendo constituídos por um conjunto de processos mediante os quais se resolvem, em tempo real, os desequilíbrios pontuais entre a oferta e a procura de eletricidade.

²³² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

²³³ De acordo com o estabelecido no Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade, que harmoniza esse conceito a nível europeu.



Aqueles serviços destinam-se a garantir uma operação do sistema em fiabilidade e segurança ao assegurar, em cada momento, o equilíbrio efetivo entre a oferta e a procura de eletricidade e possibilitar a resolução de eventuais restrições técnicas, ajustando o que foi definido *ex-ante* nos diversos mercados organizados ou em contratação bilateral.

Após o encerramento do mercado grossista, os erros de previsão, motivados por variação dos consumos ou por produção intermitente, resultam em desvios à programação, originando desequilíbrios entre a procura e a oferta. Os desequilíbrios ainda poderão ser agravados com possíveis indisponibilidades fortuitas na rede.

Conforme previsto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico ([MPGGS](#)), a Gestão Global do Sistema (GGS) anula os desequilíbrios de uma forma tempestiva e/ou em tempo real, através da gestão das reservas, por combinação de mobilizações das reservas primárias, secundária e de regulação.

Esta obrigação da GGS rege-se por padrões e obrigações internacionais que fixam os desvios máximos admissíveis, de modo a que cada sistema elétrico não coloque em perigo o sistema europeu interligado.

Atualmente, o gestor do sistema elétrico – a concessionária da RNT – define a procura nestes mercados, enquanto os centros electroprodutores disponibilizam a oferta destes serviços.

Os serviços de sistema estão estruturados em 3 níveis de regulação geralmente associados à velocidade de resposta técnica:

- a regulação primária que responde no imediato em função da inércia dos grupos geradores que se encontram em funcionamento (serviço não remunerado);
- a regulação secundária que é a resposta automática à solicitação do GGS em função das necessidades detetadas em cada instante;
- e o serviço de reserva de regulação ou terciária agora em apreço, que tem um tempo de resposta admissível mais alargado, permite corresponder às necessidades em complemento à atuação dos dois primeiros.

A contratação dos dois últimos pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, integrando dois tipos principais de serviços: regulação secundária e regulação terciária.

No mercado de contratação de regulação secundária, o gestor do sistema elétrico define a procura para todos os períodos de programação do dia seguinte, e os centros electroprodutores respondem com as suas ofertas, pelo que este mercado ocorre apenas uma vez, por volta das 19h45 do dia anterior ao da entrega física.

O objetivo deste serviço é manter a capacidade de corrigir os potenciais desvios entre produção e consumo entre 30 segundos e 15 minutos.

O produto negociado neste mercado é a capacidade de aumentar ou diminuir a produção, sendo remunerado segundo a disponibilidade (margem ou reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a utilização (energia que foi entregue ou compensação pela redução da produção).

No mercado de contratação de regulação terciária, são resolvidos todos os desequilíbrios em tempo real após mobilização da reserva de regulação secundária, pelo que as ofertas para este mercado são permanentemente atualizadas após a publicação dos resultados dos distintos mercados de energia.

O objetivo deste serviço é restituir a reserva de regulação secundária quando esta tenha sido utilizada, mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço.

O produto negociado é, assim, a variação de produção que é possível conseguir num tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas.



Existem 2 sub mercados, um onde é contratado um aumento da produção de energia elétrica (reserva a subir), e outro onde é contratada uma redução da produção de energia elétrica (reserva a descer).

Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar num curto espaço de tempo a produção - em particular no que concerne aos serviços de regulação secundária, o que limita potencialmente os agentes produtores prestadores destes serviços aos que detenham centrais que cumpram os requisitos de flexibilidade necessários.

O Procedimento n.º 13 do MPGGS, que regula o serviço de reserva de regulação, restringe a oferta deste serviço a *"todos os agentes de mercado que detenham áreas de balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem"* e a *"outros operadores de redes de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação"*.

O documento colocado em consulta pública pretende alargar a participação no mercado de serviços de sistema a consumidores (ou quem os represente) com capacidade de oferta superior a 1 MW.

O CT nota que o documento é omissivo quanto a aspetos operacionais essenciais à viabilização desta participação, nomeadamente os requisitos técnicos a respeitar pelas instalações de consumo para viabilizar a provisão deste serviço, os procedimentos específicos a adotar pelo Gestor do Sistema para monitorizar o cumprimento das ofertas, os procedimentos de substituição a cumprir por outros operadores em caso de incumprimento, entre outros.

As regras do projeto piloto agora em consulta pública resultam da extensão da capacidade de prestação de serviços de reserva de regulação a instalações consumidoras nos termos que a ERSE está a propor, sublinhando o CT que estas devem ser tratadas em situação de igualdade com as instalações produtoras.

Face ao exposto, o CT considera que deve existir um esforço suplementar, por parte do regulador, no aprofundamento do conjunto de regras propostas no âmbito do projeto piloto em análise, nomeadamente nas áreas acima referidas.

A complementaridade daquelas regras ao que se encontra estabelecido no MPGGS, na sua atual versão e tal como é assumido, deve visar a completude da regulação da relação entre todos os intervenientes – os atuais e aqueles que se perspetivam – e um conhecimento o mais eficaz e abrangente possível, por parte dos mesmos, das regras de acesso e funcionamento do sistema, fatores considerados cruciais para o desejado sucesso do projeto piloto.

2. SERVIÇOS A PRESTAR PELO PILOTO

De acordo com o MPGGS, a reserva de regulação é a variação máxima exequível de potência ativa para subir ou para baixar por parte das unidades físicas que integram uma área de balanço que pode ser mobilizada através de instruções de despacho.

Neste mecanismo, a energia mobilizada é valorizada de acordo com o disposto no ponto 11 do Procedimento n.º 13 do MPGGS relativo à reserva de regulação.

A capacidade de oferecer a variação de um valor superior a 1 MW será avaliada durante o processo de habilitação e corresponderá à variação máxima de potência a subir ou a baixar no período compreendido entre 30 e 15 minutos, contado desde o momento da receção da instrução de despacho.

A Reserva de Regulação como instrumento utilizado para a resolução de restrições técnicas em tempo real considera-se também abrangida pelos serviços a prestar pelo piloto, situação que deve resultar clara em caso de implementação. Deve ser clarificado se a resolução de restrições técnicas após o mercado diário está abrangida, à semelhança das instalações de produção que prestam atualmente este serviço.



3. CONDIÇÕES DO PRESTADOR E DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

As entidades que participem no projeto piloto, por virem a ter um tratamento idêntico aos produtores, deverão celebrar um contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema e apresentar uma garantia suficiente para dar cobertura às obrigações financeiras decorrentes das suas transações.

Sendo o serviço prestado crítico para o normal funcionamento do sistema, o CT recomenda que as regras sejam aplicadas com rigor e de forma não discriminatória.

Assim, qualquer entidade que participe no projeto piloto e que não assegure o cumprimento das suas obrigações estabelecidas no MPGGS e no contrato de adesão, será suspensa e, por consequência, perderá, temporariamente, a possibilidade de transacionar energia elétrica através dos mercados de serviços de sistema geridos pela GGS.

A proposta de regras do projeto piloto estipula que a instalação consumidora que pretenda participar deverá obter "*junto do operador da rede de transporte, na sua atividade de gestão global do sistema (GGS), a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação*".

Tendo em atenção que a versão aprovada do MPGGS não identifica de forma clara as condições técnicas necessárias para poder participar no mercado de reserva de regulação, o CT recomenda que seja realizada previamente a sua definição, consultado o gestor de sistema.

A par da aprovação das regras para viabilização do piloto, devem ser aprovados todos os detalhes que sejam considerados necessários para a sua correta e segura implementação.

De realçar que, face à criticidade do serviço, a ERSE deverá assegurar-se de que exista um sinal económico para situações em que não sejam cumpridas as taxas de disponibilidade das entidades obrigadas a fornecer medidas em tempo real assegurando por isso uma correta integração do piloto.

O CT recomenda que, à semelhança da prática em Espanha, os pagamentos no mercado de serviços de sistema só possam ser realizados em função estrita dos recebimentos, sendo os eventuais custos de incumprimento de pagamento partilhado pelos participantes no mercado.

Esta metodologia permitirá uma uniformidade de procedimentos ao nível ibérico em situações de incumprimento²³⁴.

4. NÍVEIS DE TENSÃO E MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Uma parte dos atuais serviços de sistema e outros que virão a ser desenhados, assim como os principais usos de flexibilidade, deverão passar, no futuro próximo, pela ativação de recursos conectados às redes de distribuição.

Tal exigirá ampla cooperação entre intervenientes no sistema, em respeito pelo princípio da subsidiariedade e uma sólida regulamentação, por forma a garantir quer as condições necessárias para uma gestão ativa e confiável do sistema quer, simultaneamente, a facilitação e sucesso do mercado elétrico integrado.

A aplicação do piloto, objeto de consulta a consumidores dos diversos níveis de tensão, impõe a necessidade de serem estabelecidas regras que assegurem a coordenação e articulação adequada entre o GGS e o operador de rede de MT/AT (ORD MT/AT) no que se refere à participação no mercado de serviços de sistema de instalações ligadas fisicamente à rede de distribuição.

²³⁴ Processo semelhante ao adotado pelo OMIE – Operador do Mercado Ibérico Pólo Espanhol e REE – *Red Eléctrica de España*)



Estas regras devem prever a informação por parte do ORD MT/AT das restrições técnicas à participação de instalações ligadas às suas redes, assegurando as condições para a manutenção da estabilidade e da qualidade de serviço das redes de distribuição.

É igualmente necessário estabelecer regras que permitam controlar o serviço prestado, clarificando nomeadamente as condições de instalação de equipamentos específicos que se torne necessário instalar nas instalações dos consumidores.

É necessário estabelecer regras sobre trocas de informação entre GGS, ORD MT/AT, Comercializadores e também clientes envolvidos no Piloto.

A abertura da prestação de serviços de sistema com recurso a agregação de consumidores deve ser avaliada pela ERSE, no sentido de clarificar se fica disponível desde já nesta fase ou se será desenvolvida posteriormente com base nos resultados obtidos.

A consideração de 1 MW de capacidade disponível para mobilização no mercado de reserva de regulação deve ser igualmente clarificada, para se concluir se é o exigível a cada consumidor ou se pode ser atingido através da sua agregação.

5. RELAÇÃO COM OS COMERCIALIZADORES

O CT considera que do ponto de vista comercial a relação com os comercializadores não se encontra devidamente definida.

Ainda que se trate de um projeto piloto, o CT considera que a proposta é demasiado genérica, nomeadamente, no que diz respeito à medição, leitura e disponibilização de dados afetos às instalações de consumo habilitadas a participar no mercado de reserva de regulação.

Pelo que se depreende da leitura do n.º 2 do artigo 11.º, a fórmula proposta para os possíveis desvios remete a responsabilidade para o comercializador, sem que sejam enunciadas as necessárias garantias que devem ser prestadas à gestão global do sistema.

Para efeitos de pagamento das tarifas de acesso, a proposta pode vir a revelar-se pouco ajustada à exatidão exigida pelo sistema, uma vez que em termos práticos o comercializador deverá faturar a energia com uma quantidade e as tarifas de acesso com outra.

Pelo exposto o CT reitera as suas preocupações relativamente ao modelo proposto, por incrementar complexidade e risco para a gestão de desvios.

Mais entende o CT que uma permanente avaliação desta relação (consumidor/comercializador) deve ser efetuada pelo gestor de sistema e/ou outras entidades do setor, devendo ser definidas *ex-ante* as penalizações que os agentes incorrerão em caso de incumprimentos financeiros, operacionais ou logísticos.

6. RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

- a) Pela complexidade e importância deste tema, entende o CT dever existir nesta fase inicial uma formação específica abrangendo os potenciais participantes no piloto, seguida de uma prova prática de que resulte a avaliação e certificação das suas capacidades técnicas e operacionais para participação no mercado de serviços de sistema.
- b) O CT recomenda a criação de um grupo de trabalho constituído pelos diversos intervenientes, com o objetivo de propor o desenho do piloto e as condições da sua implementação, de modo a acautelar as sugestões formuladas ao longo do presente parecer.
- c) Adicionalmente, em relação ao preço do serviço, o CT recomenda que o preço pago aos consumidores participantes no piloto quando a sua reserva for mobilizada, seja o resultante do mercado, de forma transparente, e em situação de igualdade com os produtores.

O CT reitera a sua concordância com a participação dos consumidores na prestação de serviços de sistema.



III - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 29 de outubro de 2018.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão** ◆ [\[Consulta Pública n.º 65\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²³⁵

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás, natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços. Este parecer é aprovado por maioria dos votos e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT um documento contendo:

- *Proposta sobre as principais determinantes do procedimento tipo de atribuição das concessões;*
- *Proposta sobre as áreas territoriais dos concursos,*

cabendo ao CT emitir parecer até 17 de setembro de 2018.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações ao CT pela ERSE, em 5/julho/2018, e pelo representante da EDP Distribuição (EDPD), em 19/julho/2018.

Foram ainda solicitados esclarecimentos complementares à ERSE que foram respondidos em 26/julho/2018.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. INTRODUÇÃO

Desde as primeiras iniciativas de eletrificação em Portugal, como de resto noutros países europeus, que o setor elétrico foi caracterizado pela participação de múltiplos e diversificados atores, de natureza pública, privada ou mista e de dimensão fortemente variável.

Na sua tese de doutoramento "O Estado na Eletrificação Portuguesa: da Lei de Eletrificação do País à EDP (1945–1976)", o Professor João José Monteiro Figueira contabiliza as entidades intervenientes em mais de um século de eletrificação em Portugal, sendo daí extraídos os números que se referem nesta contextualização da evolução do setor elétrico.

À data da publicação da Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, estavam em atividade em Portugal 378 entidades dedicadas à exploração de redes públicas de energia elétrica, de entre o total de 490 que haviam sido criadas desde os finais do século XIX. Em relação às 112 entidades que, entretanto, tinham cessado a sua atividade no setor, deduz-se que eram maioritariamente iniciativas individuais, sociedades em que a atividade de produção ou distribuição de energia era acessória e associações ou comissões informais organizadas de forma voluntariosa para o fornecimento de energia a um universo muito limitado de clientes.

Entre 1944 e 1975 foram criadas mais 71 entidades com atividade na produção ou na produção e distribuição de energia, mas em contrapartida cessaram a sua atividade 277 das entidades em serviço, por abandono da atividade ou concentração em entidades de maior dimensão. Assim, em 1975 dedicavam-se à produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, 172 entidades públicas e privadas.

²³⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



Apesar do número de entidades intervenientes no setor ser bastante elevado, era já fortemente visível a tendência de concentração da atividade, bem como o reforço da participação do Estado, através da CPE (Companhia Portuguesa de Eletricidade), que fundiu as grandes empresas de produção e a rede de transporte. Este movimento de concentração não teve, no entanto, comparação com o que havia ocorrido em diversos países europeus no pós-guerra, em que, normalmente por via da nacionalização de milhares de entidades, foram criadas empresas públicas monopolistas e de grande dimensão, como a EDF – Electricité de France (1946), a British Electricity Authority (1947) e a ENEL - Ente nazionale per l'energia elettrica (1962).

Medidas desta natureza tiveram como principais objetivos assegurar a cobertura elétrica dos territórios promovendo verdadeiras condições de serviço público, desenvolvendo e modernizando instalações e redes, garantindo as futuras necessidades energéticas, financiando novos centros electroprodutores, reduzindo os custos de exploração do sistema elétrico no seu todo, harmonizando tarifas e promovendo políticas regionais e setoriais equilibradas e mitigadoras de assimetrias e injustiças.

Assim, em 1975, o setor elétrico em Portugal estava organizado em torno da CPE, que era a responsável pela produção e pela rede de transporte, de um conjunto de operadores regionais de distribuição em alta tensão, que por sua vez acumulavam muitas concessões de distribuição em baixa tensão, numa tendência de concentração que se foi acentuando ao longo do tempo, e dos municípios que tinham a cargo a distribuição em baixa tensão, individualmente ou agregados em federações de municípios.

B. ENQUADRAMENTO DO MODELO EM VIGOR

B.1 Legislação nacional

Neste contexto as 14 maiores empresas do setor elétrico foram nacionalizadas através do Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, assente, entre outros, nos seguintes fundamentos:

"Considerando que a atual situação do setor da eletricidade, caracterizada por elevado número de entidades atuantes, em muitos casos de dimensão inaceitável, acarretando sobreposições de redes, excessiva diversidade tarifária e entraves ao prosseguimento de uma política de eletrificação global acelerada, não é compatível com uma infraestrutura básica cujo correto funcionamento é essencial ao progresso económico do País e ao bem-estar da sua população"

A EDP – Eletricidade de Portugal EP, criada através do Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de junho, foi incumbida da eletrificação de todo o país, da modernização e extensão das redes de distribuição elétrica, do planeamento e construção do parque electroprodutor nacional, de forma a promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população. O mesmo diploma determinou, igualmente, que o serviço público cometido à EDP seria explorado em regime de exclusividade por tempo indeterminado.

A Resolução do Conselho de Ministros 112/82, de 14 de julho, determinou que a distribuição de energia elétrica em baixa tensão passaria a competir aos municípios, que poderiam exercê-la em regime de exploração direta, em associação de municípios, através de empresas públicas de âmbito regional de que participem, ou em regime de concessão à EDP, instituindo a uniformidade tarifária no continente.

O Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, estabeleceu os princípios gerais a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração não é feita pelos municípios, com os seguintes fundamentos:

"A Resolução do Conselho de Ministros n.º 112/82, de 14 de julho, definiu os princípios fundamentais para uma resolução global dos problemas referentes à distribuição de energia elétrica em baixa tensão que, com graves prejuízos para o País, se vêm arrastando no tempo."



O presente diploma, na sequência da referida resolução, estabelece os princípios gerais da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, bem como as condições a que devem obedecer os contratos de concessão a favor da EDP, quando a exploração seja feita nesse regime.

Contempla-se, também, e procura dar-se solução ao problema dos débitos em atraso, acumulados ao longo dos últimos 5 anos, das autarquias à EDP, cuja gravidade é de tal ordem que bem pode levar a empresa, a breve trecho, a um ponto de rotura."

A Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, estabeleceu as normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios. Este dispositivo legal veio a ser posterior e sucessivamente alterado pela Portaria n.º 966/83, de 9 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro, que procedeu à alteração do Decreto-Lei n.º 344-B/82, alargando o direito a receber renda aos municípios que não sejam detentores de redes de distribuição próprias e que estabeleçam contrato de concessão com a EDP e, ainda, pela Portaria n.º 90 - B/92, de 10 de Fevereiro, pela Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril e pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro.

Entre 1988 e 1994 foi produzida diversa legislação que visava reorganizar o setor elétrico, dividindo-o em setores de atividade, abrindo a produção ao setor privado, permitindo o aparecimento de concorrência e atração de capitais privados:

- O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, regulou a abertura ao setor privado de pequenos produtores de energia, por via hidroelétrica e por cogeração;
- O Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro, transformou a EDP de empresa pública em sociedade anónima, instruindo-a na preparação de um plano de reestruturação, revisão do balanço e avaliação do seu património;
- O Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de março, definiu uma nova estrutura para o setor elétrico nacional, constituída por um sistema vinculado e um não vinculado, bem como um regime de concessão para a exploração da rede de transporte.

Até 1994, a EDP atuou no setor elétrico como uma empresa verticalizada, responsável pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal, confundindo-se quase na totalidade com o próprio setor elétrico nacional.

Na sequência do plano de reestruturação previsto no Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de janeiro e definido pelo Decreto-Lei n.º 131/94, de 19 de maio, em agosto de 1994 foi aprovado o plano de cisão da EDP, dando origem a uma estrutura empresarial constituída, genericamente, por empresas participadas detidas direta ou indiretamente a 100% pela EDP e atuando nas seguintes áreas:

- Na produção a Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade (CPPE);
- No transporte a Rede Elétrica Nacional (REN);
- Na distribuição, a Eletricidade do Norte, SA (EN), a Eletricidade do Centro, SA (CENEL), a Eletricidade de Lisboa e Vale do Tejo, SA (LTE) e a Eletricidade do Sul, SA (SLE), empresas regionais que abrangem a totalidade do país e incorporam empresas de produção que exploram pequenos aproveitamentos hidroelétricos (Hidroelétrica do Norte-HDN, Hidroelétrica do Centro-Hidrocenel e Hidroelétrica de Lisboa e Vale do Tejo-Hidrotejo);
- Um conjunto de empresas complementares, algumas já existentes, que incluem serviços comuns de apoio às diversas áreas de atividade da EDP, bem como as participações internacionais da empresa.

Estas cisões vieram a concretizar-se em 1994, tendo já em vista um processo de abertura do setor elétrico nacional à iniciativa privada, que assentava na alienação separada das diversas empresas então constituídas.



Em 1995 foi publicado um pacote legislativo, constituído pelos Decretos-Lei n.ºs 182 e 188/95 que dividiu o setor elétrico em dois subsectores: o sistema elétrico de serviço público (SEP) e o sistema elétrico independente (SEI), sendo livre o acesso a qualquer uma destas organizações mediante a obtenção das competentes licenças para as atividades de produção e distribuição de energia elétrica.

Assim, entre 1994 e 2000 a distribuição de energia elétrica em Portugal foi assegurada por 4 distribuidoras regionais:

- EN, abrangendo 90 concelhos de 7 distritos, 21.775 km² e 1.762.804 clientes BT (35% do total);
- CENEL, abrangendo 76 concelhos de 6 distritos, 21.283 km² e 953.936 clientes (19% do total);
- LTE, abrangendo 52 concelhos de 4 distritos, 18.000 km² e 1.401.891 (28% do total);
- SLE, com 57 concelhos de 4 distritos, 27.671 km² e 876.366 clientes (18% do total).

Em 2000 é criada a EDP Distribuição, no seguimento do determinado no Decreto-Lei n.º 4/2000, de 29 de janeiro, desenvolvendo de forma integrada as atividades de operador das redes de distribuição de eletricidade em BT, MT e AT em 278 municípios do Continente, sujeita à regulação da ERSE e aos objetivos de serviço público impostos pelos regulamentos em vigor, numa trajetória constante de eficiência económica e melhoria da qualidade de serviço, situação que persiste à data de hoje.

A fusão das quatro distribuidoras regionais foi justificada da seguinte forma:

"Contudo, constata-se hoje que a existência de quatro empresas de distribuição de energia elétrica no seio deste Grupo, pela multiplicação de estruturas e procedimentos que implica, tem constituído um verdadeiro entrave à obtenção dos níveis de eficiência e de produtividade desejáveis."

B.2 Regulação da atividade de distribuição de energia elétrica em BT

B.2.1 Regulação e qualidade de serviço

A atividade de distribuição de energia elétrica está sujeita à regulação da ERSE e ao cumprimento dos [RQS](#) (Regulamento da Qualidade de Serviço em vigor) e [MPQS](#) (Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço) que se regem por um conjunto de princípios, dos quais se destacam:

- a) Nível de qualidade de serviço, que assegura aos utilizadores das redes, aos requisitantes de ligações às redes, aos reclamantes e às entidades que apresentem pedidos de informação o direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no regulamento, bem como o direito aos níveis de qualidade de serviço adicionais estabelecidos contratualmente com o seu comercializador;
- b) Fornecimento em regime contínuo, que obriga os operadores de redes do setor elétrico a proceder, sempre que possível, de forma a manter o fornecimento contínuo de energia elétrica, podendo ser interrompido apenas pelas razões previstas no [RRC SE](#) (Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico);
- c) Verificação da qualidade, que obriga os operadores de redes a instalar e manter operacionais e auditáveis os sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do RQS;
- d) Dever de colaboração, que impõe aos operadores de redes, operadores de infraestruturas e comercializadores o dever de colaborar e trocar entre si toda a informação necessária ao cumprimento das disposições do RQS e à caracterização da qualidade de serviço, nomeadamente para o cálculo dos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço;
- e) Casos fortuitos ou de força maior, constituídos por eventos excecionais, imprevisíveis, ou sendo previsíveis que não possam ser evitados pelas boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias e cujas consequências danosas provoquem diminuição significativa da qualidade de serviço.



O incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço confere ao cliente o direito de compensação, conforme estabelecido no RQS.

Para o estabelecimento dos padrões mencionados, o Regulamento considera a existência de três zonas de serviço, nos termos seguintes:

- Zona A: capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 Clientes;
- Zona B: localidades com um número de Clientes entre 2 500 e 25 000;
- Zona C: os restantes locais.

O RQS define também o conceito de "ilha de qualidade de serviço", aplicado a parques industriais ou empresariais que tenham necessidade de qualidade de serviço superior à da envolvente geográfica, em resultado da opção por tipologias de ligação ou reforço de redes com custos suportados pelo promotor.

Este conceito não deve ser confundido com as múltiplas áreas do território onde, fruto da ação do ORD, os níveis de qualidade de serviço são superiores aos estabelecidos para a zona de serviço correspondente.

Tal como é reconhecido pela ERSE nos estudos em apreço, a qualidade de serviço das redes de distribuição de energia elétrica melhorou significativamente, sem que para tal fosse necessário aumentar o nível de investimento realizado nas redes, como ilustra o gráfico seguinte:



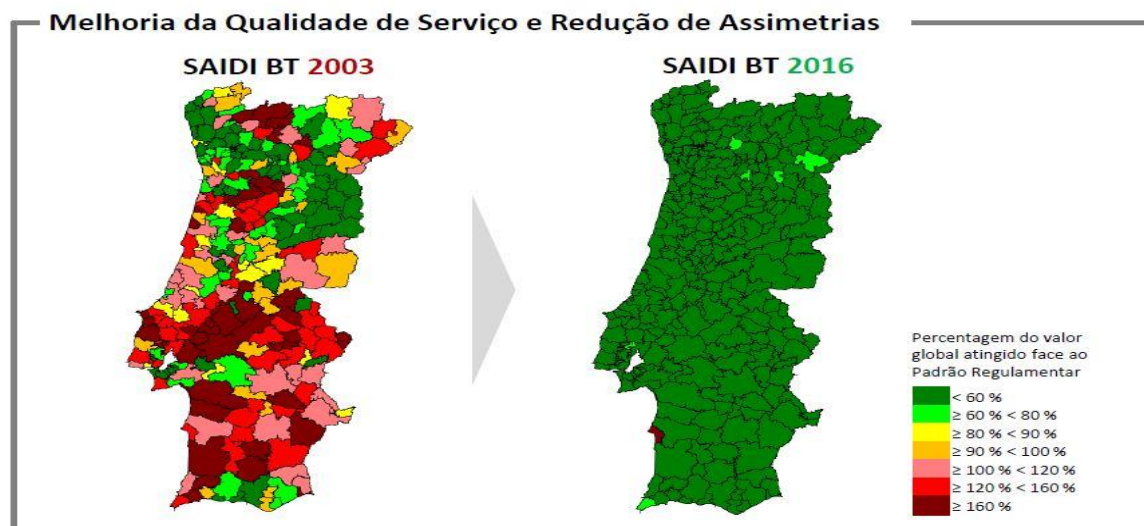
1 Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, excluindo eventos extraordinários

Fonte: EDPD

Além da melhoria geral dos indicadores de qualidade de serviço TIEPI BT²³⁶ e SAIDI BT²³⁷, verificou-se uma harmonização dos níveis de qualidade no território nacional:

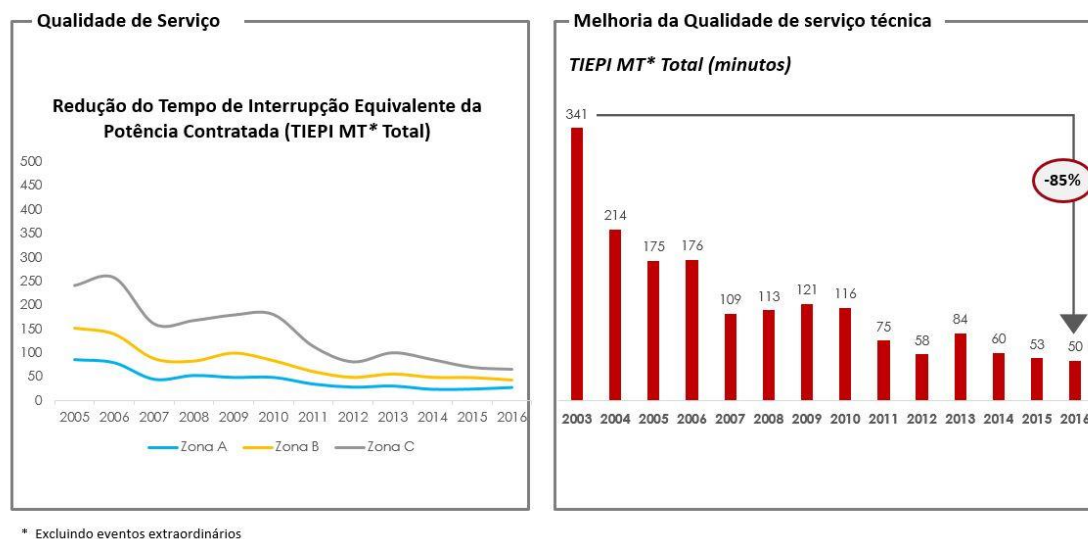
²³⁶ Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada.

²³⁷ System Average Interruption Duration Index.



Fonte: EDPD.

A melhoria implementada na qualidade de serviço das redes AT/MT/BT tem uma expressão proporcionalmente mais significativa nas zonas C de qualidade de serviço, como se observa na evolução do TIEPI MT, promovendo equidade e coesão territorial.



Fonte: EDPD.

Nos estudos em apreciação, a ERSE enfatiza que "O desempenho das redes elétricas em Portugal continental ao longo de mais de uma década apresenta uma comprovada tendência de melhoria, em convergência com a média europeia" e que "Com o nível de qualidade que foi sendo atingido, verifica-se que a generalidade dos consumidores não está disponível para pagar mais para melhorias neste domínio."

B.2.2 Regulação económica e eficiência de custos

A distribuição de eletricidade é desenvolvida em regime de monopólio natural, estando por isso sujeita a regulação por parte da ERSE.

O modelo de regulação em vigor em Portugal está exaustivamente descrito no estudo da ERSE, quer relativamente ao período regulatório em vigor, quer em relação aos períodos anteriores, identificando com



precisão as alterações efetuadas ao modelo e aos critérios de regulação, com vista a garantir o equilíbrio económico-financeiro das atividades e a proteção dos consumidores.

A ERSE é responsável por definir os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT a recuperar através das tarifas, que visam proporcionar às empresas cobrir os custos operacionais considerados eficientes pela ERSE e investir em novas infraestruturas ou remodelar as existentes.

Os proveitos permitidos são definidos a partir de uma análise ao contexto em que a atividade de distribuição em BT é desenvolvida, podendo abarcar a eficiência dos custos operacionais, a racionalização dos investimentos, a promoção da qualidade de serviço ou ainda a inovação.

Assim, em cada período regulatório a ERSE define as metas a atingir, devidamente quantificadas, bem como a taxa de remuneração dos ativos, refletindo o custo de capital das atividades reguladas, não se procurando uma correspondência exata entre o nível de custos da empresa e os proveitos permitidos, mas antes estimulando a capacidade da empresa em superar as metas definidas pelo regulador, se possível com menos custos, pelo que este tipo de regulação se designa "regulação por incentivos".

Em outubro de 2017, foi publicado um novo quadro regulamentar contendo um conjunto de inovações metodológicas com o objetivo de permitir às empresas reguladas desenvolverem processos mais eficientes, tomar as melhores decisões com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade de serviço.

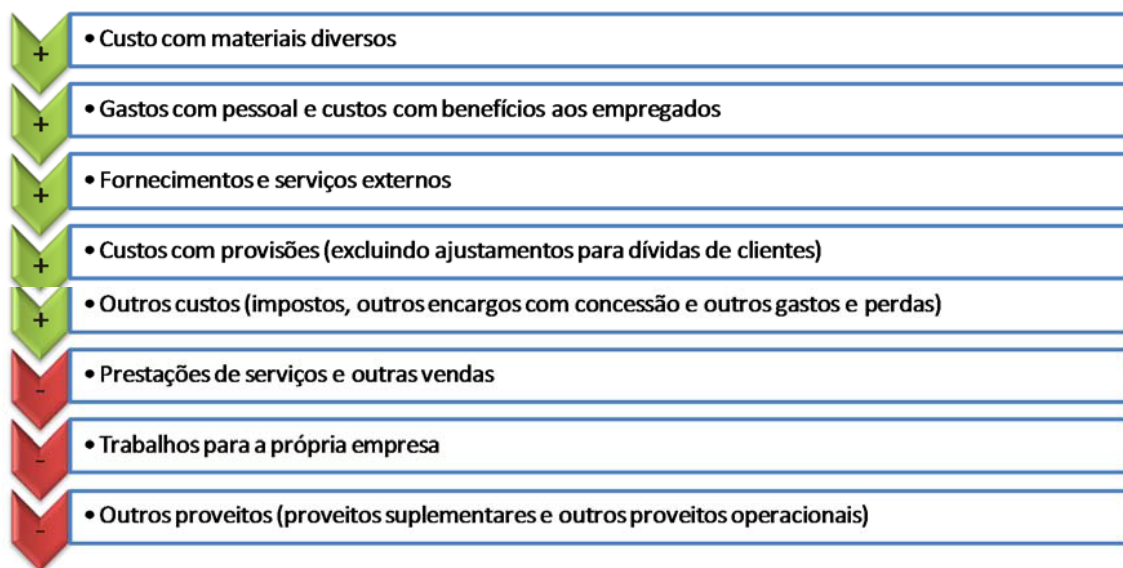
As principais inovações regulatórias introduzidas consistiram na aplicação de uma metodologia *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT e na atribuição de incentivos regulatórios ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Estas novas metodologias promovem um conjunto de efeitos no nível de custos do setor elétrico, permitindo a curto prazo a diminuição dos custos a recuperar pelas tarifas decorrente da aplicação dos parâmetros de regulação. A médio e longo prazo incentivam a tomada de decisões mais racionais de afetação eficiente dos recursos utilizados pela empresa e a partilha com os consumidores dos ganhos obtidos.

Na regulação por incentivos, em cada período regulatório, a remuneração efetiva da empresa regulada dependerá do cumprimento das metas estabelecidas para os custos e para a qualidade de serviço, bem como da evolução do contexto económico e financeiro, não sendo garantida pelo regulador uma taxa de rentabilidade. Esta poderá ser superior ou inferior à remuneração definida pela ERSE para os ativos regulados em resultado do seu desempenho real.

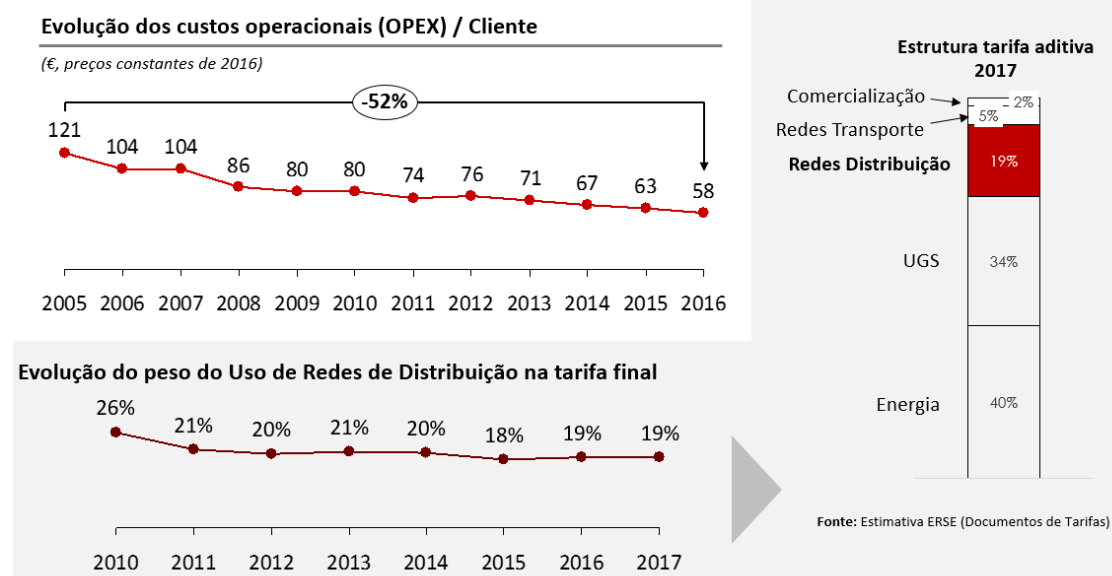
Estando previsto no novo modelo de concessões que os ORD possam contratualizar com os concedentes a realização de investimentos que não serão remunerados pelas tarifas, irá colocar-se à ERSE o enorme desafio de regular operadores que podem vir a exercer em simultâneo atividades reguladas e investimento e exploração de outras não reguladas, impondo-se a necessidade de criação de condições para explicitar os verdadeiros custos de cada uma, isolando entre as duas áreas de atividade do ORD, de modo a que os custos a suportar pelas tarifas sejam os corretos.

A este propósito convém clarificar quais os custos que a ERSE indica (quadro seguinte) poderem ser aceites ao ORD para compensação através dos proveitos permitidos, bem como as deduções que devem ser feitas, decorrentes de custos com outras atividades que não podem ser recuperados nas tarifas, ou outros proveitos que também devem ser deduzidos ao proveito do ORD.



Em resultado da ação regulatória e da capacidade de adaptação e inovação do operador de rede, constata-se que foi possível induzir, no setor da distribuição de eletricidade em Portugal, uma trajetória de eficiência contínua que, desde 2005 representou uma redução de 52% dos custos de operação das redes, num contexto de simultânea melhoria contínua da qualidade de serviço.

Esta trajetória de eficiência significou, igualmente, uma redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, tendo regredido de 26% em 2010 para 19% em 2016.



De salientar, como referido nos estudos da ERSE, que estes resultados foram atingidos em simultâneo com a emergência de novas realidades, altamente disruptivas, no setor da distribuição, com a manutenção de um nível elevado de investimento e o aumento e complexificação da atividade operacional.

Resumindo o acima exposto sobre o modelo regulatório em vigor e os proveitos dos ORDBT:

- 1- A atividade dos ORDBT é uma atividade exercida em regime de monopólio natural e sujeita a regulação da ERSE, a quem compete fixar os proveitos permitidos aos ORDBT, definir as metas de eficiência



- sujeitas a incentivos ou penalizações e determinar a remuneração do ativo remuneratório, ou capital investido na concessão;
- 2- Os ORDBT faturam aos comercializadores de energia a totalidade do acesso às redes definida pela ERSE. Contudo, estes valores não reverterem na sua totalidade para os ORDBT, destinando-se a maior parte deles a remunerar a atividade dos demais operadores do sistema a montante, bem como suportar os custos de interesse geral, nomeadamente os de política energética, como se demonstrará no capítulo seguinte;
 - 3- Se do modelo em discussão resultarem várias concessões com custos muito diferenciados, os usos de rede passarão a incluir uma nova rubrica, constituída pelo montante das compensações a transferir dos ORDBT com maior faturação para os ODRBT com faturação inferior;
 - 4- Tendo em conta o modelo regulatório seguido, os ORDBT apenas podem reter como proveitos, os montantes aprovados pela ERSE e que se destinam:
 - 4.1. À recuperação de custos não controláveis pelo operador: custos não passíveis de serem alterados por intervenção do ORD (rendas de concessão);
 - 4.2. À recuperação dos custos controláveis pelo operador: custos em relação aos quais a ERSE entende existir possibilidade de otimização por parte do ORD, que são sujeitos a metas de eficiência, com prémios e penalizações, podendo estes custos serem ou não aceites na totalidade pelo regulador;
 - 4.3. À amortização dos investimentos e à remuneração do ativo regulatório: compensação pelo investimento realizado em ativos regulatórios, acrescidos de uma taxa de remuneração equivalente ao custo de capital, atualmente indexada às Obrigações de Tesouro.

C. SÍNTESE

Numa análise sumária aos últimos 40 anos, verifica-se uma trajetória ascendente e consistente de cobertura do país pelo serviço público essencial de distribuição de energia elétrica, alicerçada, em grande parte, num critério racional de fusão dos distribuidores regionais.

Tal fusão, atenta a sua forma racional, veio permitir uma eficiência económica e uma melhoria continuada da qualidade de serviço, ambas dependentes de múltiplos fatores, nomeadamente:

- da qualidade e do estado dos ativos das redes;
- da articulação do investimento das redes de AT/MT e BT;
- da qualidade de serviço em MT e AT, quer em termos de continuidade, quer de qualidade da onda de tensão;
- de opções por tipologias e configurações de redes fiáveis, resilientes e redundantes;
- da qualidade e prontidão dos serviços de manutenção;
- da qualidade e atualização tecnológica, recursos, instrumentos e sistemas de condução e gestão das redes em situação normal ou em ambiente perturbado;
- da capacidade de resposta a situações de crise e catástrofe.

De acordo com os dados da ERSE, verificou-se uma redução de 52% dos custos de operação das redes entre 2005 e 2016, num contexto de melhoria continuada da qualidade de serviço, bem como a redução do peso da distribuição na estrutura aditiva da tarifa, que regrediu de 26% em 2010 para 19% em 2016.

Totalmente independente do ou dos operadores de rede, que devem ter as necessárias competências para tal, entende o CT que se deve privilegiar a continuação do paradigma de integração de redes, sob pena de uma eventual inversão do processo gerar impactos financeiros, presentes e futuros.



II

ESPECIALIDADE

A. ENQUADRAMENTO

1. Concessões atuais

A gestão da Rede Nacional de Distribuição (RND) em AT/MT e das 278 concessões municipais em BT tem sido assegurada pela EDP D numa lógica de planeamento integrado e de partilha de recursos entre os diversos níveis de tensão:

- Atribuição da concessão de AT/MT da responsabilidade do Estado e atribuída à EDP Distribuição até 2044, onde se inclui o comercializador de último recurso (CUR);
- As concessões de BT são da responsabilidade dos municípios e estão igualmente atribuídas à EDP Distribuição, através de 278 contratos de concessão com datas de término entre 2016 e 2026, tendo sido prorrogados os contratos de S. João da Madeira e Lisboa que terminaram em 2016 e 2017, respetivamente.

A ERSE refere nos seus estudos que o modelo de regulação aplicado admitiu sempre, e até estimulou, a gestão integrada e a partilha de ativos e recursos entre concessões, como forma de ganhar escala e reduzir custos, potenciando ganhos de eficiência e qualidade de serviço.

Esta opção do regulador tem suporte nas melhores práticas internacionais, constatando-se que nos restantes países europeus o modelo quase hegemónico é de gestão vertical dos níveis de tensão, pelo que os ORD operam a BT e a MT de forma integrada.

Parte destas estruturas e ativos suportam funções centralizadas, transversais à concessão de AT/MT e às várias concessões BT, tais como o planeamento e controlo de gestão, os aprovisionamentos, a gestão de fornecedores, o reporte regulatório, o despacho e condução, a gestão de incidentes, a gestão de energia, a normalização, a gestão de RH, de comunicação e dos serviços jurídicos, entre outros, bem como múltiplos sistemas de informação que suportam a complexidade crescente da gestão destas atividades.

Estas estruturas não poderão ser transferidas para os eventuais novos operadores de redes BT, na medida em que são indispensáveis à operação da concessão de AT/MT, conduzindo à sua duplicação parcial.

Os estudos apresentados pela ERSE não quantificam o aumento de custos decorrente da fragmentação da distribuição em BT, em função da perda de economias de escala, nem o aumento de custo para o sistema que decorrerá da separação da gestão da BT e da AT/MT²³⁸.

Assim, os novos concessionários terão que se dotar de todos estes recursos e sistemas, complementando os recursos que serão transferidos da EDPD, para poderem dispor de toda a estrutura funcional necessária à gestão das concessões, o que poderá representar um aumento de custos para o sistema.

O valor dos ativos comuns representa 8% dos ativos da atividade de distribuição em BT e que não são alocáveis a concessões específicas.

²³⁸ Confirmado pela ERSE nos esclarecimentos prestados ao CT em 26/julho/2018.

**Ativos da atividade de distribuição em BT - 2016**

| Imobilizado Específico Atribuído por Concessões (€) | |
|--|--------------------------|
| Imobilizado Bruto | 4 849 950 760 |
| Amortizações Acumuladas | 3 813 155 005 |
| Imobilizado Líquido | 1 036 795 755 92% |
| Imobilizado Específico Comum (€) | |
| Imobilizado Bruto | 32 984 700 |
| Amortizações Acumuladas | 9 508 205 |
| Imobilizado Líquido | 23 476 495 2% |
| Imobilizado Não Específico Comum (€) | |
| Imobilizado Bruto | 223 089 744 |
| Amortizações Acumuladas | 157 141 699 |
| Imobilizado Líquido | 65 948 045 6% |
| TOTAL - BT | 1 126 220 295 |

Fonte: ERSE

A esses sobrecustos, decorrentes da estrutura técnica e funcional, acrescerão os custos da estrutura de gestão e administração dos novos concessionários.

2. Tarifas de acesso de redes

As tarifas de Acesso às Redes (TAR) resultam da adição das tarifas de uso global do sistema, de operação logística de mudança de comercializador, de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição, incluindo AT/MT e BT, sendo aplicáveis pelos operadores da rede de distribuição (ORD) aos comercializadores e clientes que se constituem como agentes de mercado, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado liberalizado.

As TAR são estabelecidas anualmente pela ERSE e devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de compra e venda do acesso à rede de transporte e da atividade de distribuição de energia Elétrica do ORD.

No que diz respeito à compra e venda do acesso à rede de transporte, esta atividade prevê a aquisição ao operador da rede de transporte (ORT) dos serviços de uso global do sistema (enquanto gestor global do sistema), de uso de rede de transporte e ainda dos serviços do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC).

Adicionalmente, o cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial;
- Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto);
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro;
- Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.



As tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos preços de potência em horas de ponta e potência contratada, em €/kW mês, e pelos preços de energia ativa e reativa, em €/kVArh. Os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e quatro períodos horários.

Quanto às tarifas de acesso aplicáveis aos clientes de BTN, são compostas pelos preços de potência contratada, variáveis por escalões, em €/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

No que diz respeito às tarifas de acesso aplicáveis à Iluminação Pública, são compostas pelo preço de potência contratada, em €/kW/mês, e pelos preços da energia ativa, em €/kWh. Para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em três períodos horários, enquanto que para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, os preços da energia ativa são discriminados em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária.

Tendo presente a necessidade de faturar na fronteira entre a concessão de MT/AT e a(s) concessão(ões) de BT será necessário criar uma tarifa entre o ORD MT/AT e o(s) ORD BT.

No novo paradigma, qualquer que ele seja, vai ser necessário adaptar os regulamentos em função da solução que vier a ser adotada. A título de exemplo vai ser necessário alterar os Regulamentos Tarifário, Relações Comerciais, acesso às redes e Interligações, bem como a Diretiva de Gestão de Riscos e Garantias do SEN.

3. Iluminação pública

3.1. Conceito

A designação Iluminação Pública (IP) refere-se a uma rede de distribuição em baixa tensão destinada em exclusivo a servir um conjunto de equipamentos de iluminação de vias e arruamentos da responsabilidade dos municípios.

Assinala-se que existe um conjunto de equipamentos de iluminação no espaço público, nomeadamente em autoestradas e em estradas nacionais, que não se integram no conceito acima mencionado, por aquelas infraestruturas estarem a cargo de entidades privadas, por concessão do estado, ou das Infraestruturas de Portugal.

Exclui-se também daquela designação a iluminação cénica de edifícios, monumentos e estatuária.

3.2. As redes elétricas em baixa tensão

A rede de iluminação pública, por razões económicas e históricas confunde-se, em diversas situações, com a rede de distribuição em baixa tensão, por partilharem diversos elementos de rede: nas zonas rurais e semirurais a rede de IP suporta-se nos apoios da rede aérea de distribuição de baixa tensão; em múltiplas situações as duas redes partilham o mesmo condutor de neutro e/ou armários de distribuição.

3.3. Investimento, manutenção e exploração

Com os atuais contratos de concessão, o investimento nas redes de IP está suportado no anexo I do contrato de concessão (*vide rendas de concessão*), determinando que o mesmo seja repercutido nas tarifas pagas pelos consumidores.

Os atuais contratos de concessão não têm sido impeditivos da assunção de maiores responsabilidades pelos municípios na gestão da IP, como bem comprovam os investimentos através de fundos próprios das autarquias locais ou de fundos comunitários, tipicamente orientados para tecnologia LED e para sistemas de telegestão das luminárias, os quais visam acelerar o ritmo de substituição de equipamentos de iluminação menos eficientes ainda instalados.



Estes investimentos próprios têm que ser devidamente enquadrados nos futuros contratos de concessão, já que durante a sua vigência terminará o período de vida útil dos equipamentos instalados ao seu abrigo, sendo, portanto, necessário que os mesmos definam as condições de integração dessas centenas de milhares de luminárias.

A conservação da IP cabe ao concessionário, bem como a sua exploração.

Existem situações diferenciadas, de que é exemplo o município de Lisboa, em que cabe ao município a conservação da IP com custo a suportar pelo concessionário.

Contudo, é possível considerar a construção, manutenção e exploração das duas redes (da distribuição de BT e da IP), nas mesmas áreas geográficas, por concessionários diferentes.

3.4. Eficiência energética e telegestão na iluminação pública

A energia elétrica consumida na iluminação pública representa uma percentagem muito significativa dos consumos energéticos próprios dos municípios e configura uma despesa elevada, que nalguns casos já não tem contrapartida suficiente nas rendas pagas pela concessão das redes de BT.

Nesta conformidade, o operador de rede e os municípios têm vindo a desenvolver medidas de eficiência energética baseadas na substituição de luminárias convencionais por luminárias mais eficientes em tecnologia LED e a preparar os circuitos de iluminação pública para a telegestão das luminárias.

A gestão dos circuitos de IP ou a gestão ponto a ponto de luminárias, através de sistemas remotos e seguros, possibilitarão a otimização do controlo dos horários de funcionamento da IP, bem como o aproveitamento das características de regulação de fluxo das luminárias LED, estimando-se a obtenção de ganhos de eficiência suplementares superiores a 10% do consumo atual.

As futuras luminárias conectadas a sistemas centralizados de gestão, estarão dotadas de sistemas de autodiagnóstico, permitindo a deteção imediata de avarias, a georreferenciação das avarias reportadas e a mobilização automática das equipas de manutenção, eliminando a necessidade de rondas de manutenção preventiva ou a inércia dos atuais sistemas de participação de avarias.

Estes sistemas de telegestão possibilitarão, também, uma maior intervenção dos municípios, direta e exclusiva ou partilhada com o operador de rede, na operação e monitorização do funcionamento, consumos e manutenção dos equipamentos de iluminação pública.

A implementação de medidas de eficiência energética e telegestão da iluminação pública representará, contudo, um investimento muito elevado quando aplicado de forma generalizada ao parque de cerca de 3 milhões de luminárias existentes nas 278 concessões BT.

3.5. Contratos de fornecimento de energia de iluminação pública

Desde 04.09.2006, data da liberalização total do mercado de energia elétrica, o município detentor dos contratos de fornecimento da iluminação pública na sua área geográfica pode concursar e contratualizar o fornecimento de energia neste mercado liberalizado.

3.6. Tarifas da iluminação pública

Anteriormente à revisão regulamentar de 2012 a iluminação pública dispunha de uma tarifa específica que, no preço de venda do comercializado regulado, apenas considerava o consumo (tarifa monómia).

As tarifas de acesso às redes são, hoje, para os mesmos níveis de potência, as aplicáveis aos restantes consumidores de baixa tensão, seja a normal ($\leq 41,4$ kVA) seja a especial ($> 41,4$ kVA).

Com a revisão regulamentar de 2017, à faturação dos acessos à rede para a IP, para qualquer nível de potência contratada (BTN ou BTE), além da energia consumida é também considerada a potência tomada no período de faturação.



Esta alteração, aplicável em todos os contratos de fornecimento de IP que já disponham do equipamento de medida adaptado, contribui decisivamente para o reconhecimento imediato dos investimentos operados no domínio da eficiência energética.

4. Rendas aos municípios

4.1. Enquadramento legislativo

Os graves problemas que à época, início da década de 80, afetavam a distribuição de energia elétrica em baixa tensão, com graves prejuízos para o país, determinou a publicação do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro, o qual, entre outros aspetos legislativos, estipulou:

- Que a distribuição de eletricidade em baixa tensão poderia ser efetuada diretamente pelos municípios ou concessionada à EDP, ao tempo empresa pública.
- Que o concessionário pagaria à autarquia uma renda a fixar por portaria.

Foi assim publicada a Portaria n.º 1076/82, de 17 de novembro, que define a renda como constituída por duas parcelas, a primeira função dos consumos de iluminação pública no Concelho em causa, a segunda função dos restantes consumos de energia elétrica na mesma área geográfica.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 17/92, de 5 de fevereiro veio definir condições de igualdade entre os municípios, considerando que alguns não eram detentores de rede de distribuição própria.

A Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, veio estabelecer que o cálculo da renda pela concessão da distribuição de energia elétrica em baixa tensão, na área do município concedente, seria calculada a partir de um valor percentual sobre as vendas de energia elétrica em baixa tensão na área do respetivo município, havendo que considerar os municípios do continente distribuídos por classes de densidade (d) dos clientes do concessionário em baixa tensão por quilómetro quadrado às quais se associaria o respetivo valor percentual das vendas em baixa tensão. Esta Portaria também define o Anexo I aos contratos de concessão (*vide* iluminação pública).

A nova estrutura organizativa do SEN especificada no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e com regime desenvolvido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, determinou a separação da atividade de distribuição de energia elétrica da sua comercialização, cumprindo o definido na FC 2003/54/CE, do Parlamento e do Conselho, de 26 junho.

Nessa nova estrutura o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, confirmou que a atividade de distribuição de energia elétrica continuava a ser exercida ao abrigo de contratos de concessão outorgados pelos municípios mediante a contrapartida do pagamento de uma renda anual estabelecida em Decreto-Lei ouvida a ANMP, determinando que o valor dessa renda seria incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição de baixa tensão nos termos previstos no RT aprovado pela ERSE.

4.2. Cálculo das rendas

Tendo como referência a legislação em vigor, a renda a pagar pelas concessionárias a cada município é nos termos do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 230/2008, determinada, a partir de 2009, com recurso a duas operações complementares:

- Primeiro parte-se de um valor de referência para o ano de 2007, apurado, município a município, de acordo com a fórmula de cálculo prevista no Anexo I do referido decreto-lei:



$$r_{ref2007}^m = \left(\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006Reg}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006Reg}^m + C_{IP2006}^m \times \tilde{t}_{IP2006}^m \right) \times f_{2007Reg}^m + \left(\tilde{t}_{BTN2006}^m \times 90\% \right) \times C_{BTN2006Lib}^m + \left(\tilde{t}_{BTE2006}^m \times 90\% \right) \times C_{BTE2006Lib}^m \times f_{2007Lib}^m$$

em que:

$r_{ref2007}^m$ valor de renda de concessão de referência para município m no ano de 2007.

$C_{BTN2006Reg}^m$ consumo do mercado regulado de BTN em 2006 no município m .

$C_{BTN2006Lib}^m$ consumo do mercado livre de BTN em 2006 no município m .

$C_{BTE2006Reg}^m$ consumo do mercado regulado de BTE em 2006 no município m .

$C_{BTE2006Lib}^m$ consumo do mercado livre de BTE em 2006 no município m .

C_{IP2006}^m consumo total (mercado regulado e mercado livre) de IP em 2006 no município m .

$\tilde{t}_{BTN2006}^m$ valor médio da tarifa BTN (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

$\tilde{t}_{BTE2006}^m$ valor médio da tarifa BTE (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

\tilde{t}_{IP2006}^m valor médio da tarifa IP (mercado regulado) cobrado em 2006 no município m .

$f_{2007Reg}^m$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado regulado de BTE, BTN e IP, calculado com base

no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, e ajustado de forma a que o factor de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios do continente, seja igual a 7,5 % nos termos previstos nos n.ºs 12.º e 13.º da aludida portaria.

$f_{2007Lib}^m$ factor de densidade aplicado ao consumo do mercado liberalizado de BTE e BTN, calculado com base no quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, referente ao ano de 2007, não sendo aplicável o previsto nos n.ºs 12.º e 13.º da aludida portaria.

- Tal valor será, depois, segundo a fórmula constante do Anexo II do mesmo diploma, atualizado em cada ano, para cada município, atendendo à variação do IPC, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, e ponderado por um fator aplicado à variação do consumo de energia elétrica em baixa tensão verificado em cada município, em ambos os casos com base nos dados relativos ao ano anterior àquele em que deve ocorrer o pagamento da renda, de acordo com a seguinte expressão:

$$r_n^m = r_{n-1}^m \times (1 + i_{n-1}) \times (1 + tc_{n-1}^m \times p)$$

em que:

n ano de cálculo da renda de concessão.

$n-1$ ano anterior ao ano de cálculo da renda de concessão.

m índice referente a cada um dos municípios.

r_n^m renda de concessão referente ao município m no ano n .

r_{n-1}^m renda de concessão referente ao município m no ano $n-1$.

i_{n-1} variação do índice de preços no consumidor, com exclusão da habitação, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística referente ao ano $n-1$.

tc_{n-1}^m taxa de evolução do consumo global de energia elétrica em BT (BTE, BTN e IP) entre o ano $n-2$ e $n-1$, referente ao município m .

p ponderador da taxa de consumo, que assume o valor 15 %.



4.3. Pagamento das rendas

As rendas de concessão são pagas anualmente aos municípios pelo concessionário da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

Nas tarifas publicadas pela ERSE para vigorarem como uso das redes a pagar por todos os consumidores ligados em baixa tensão, em 2018, consta o valor de 258M€ respeitante às rendas de concessão a pagar neste ano aos 278 municípios do continente.

5. Contadores

No âmbito da definição da operação concursal das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT deve ficar claro que no ato de transmissão dos ativos da atual para a futura concessionária, a atual deve ser indemnizada pelo montante que corresponde ao valor contabilístico total dos bens, líquido de amortizações e de participações financeiras e subsídios a fundo perdido, incluídos nos balanços auditados e enviados à ERSE, de acordo com as normas de reporte contabilístico regulatório.

Os contadores (convencionais e inteligentes) fazem parte integrante da rede de baixa tensão e indispensáveis à sua exploração, e não sendo considerados no cálculo das tarifas de eletricidade, de acordo com a interpretação da ERSE à Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro. Nesta medida, estes ativos terão forçosamente que ser transferidos para o novo operador.

O acima mencionado resulta da clarificação que a ERSE efetuou ao CT no decurso da elaboração deste parecer.

6. Proveitos permitidos ao ORDBT

O operador da rede de distribuição exerce as atividades de compra e venda do acesso à rede de transporte e a atividade de distribuição de energia elétrica, sendo esta desagregada entre os níveis de tensão de AT/MT e BT.

As tarifas e proveitos são estabelecidos pela ERSE, conforme [Regulamento Tarifário](#), aplicando-se aos ORDBT o estatuído nos Art.º 22.º; Art.º 25.º; Art.º 30.º e Art.º 103.º.

No período regulatório a atividade de distribuição de energia elétrica em BT é regulada pela ERSE considerando uma metodologia de tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais = custos de exploração + custos com capital). Em cada período regulatório, a ERSE estabelece a base de custos aceite, que evolui nos anos seguintes de acordo com o índice de preços implícito no PIB deduzido de um fator de eficiência, bem como de acordo com a estimativa para os indutores de custos definidos.

Na atividade de compra e venda de acesso à rede de transporte existe uma transferência de custos, recebidos pela aplicação das tarifas de acesso, em que o regulador utiliza uma metodologia de regulação do tipo custos aceites.

Em 2018 a faturação do acesso às redes dos ORD BT será de 2 546M€:

- 1 865M€ a transferir para montante nas tarifas de acesso (UGS+URT+URD AT/MT);
- 258M€ valor das rendas a transferir para os municípios;
- 423M€ valor da URD BT líquida.

O CT considera fundamental que a ERSE proceda à desagregação dos proveitos permitidos ao ORD por Município.

7. Uniformidade tarifária

O princípio da *uniformidade tarifária* tem sido largamente considerado na evolução do sistema elétrico nacional.



A este propósito e recuando à Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, que definiu a doutrina e o enquadramento da execução da política nacional de eletrificação enunciava-se "*O Governo fixará a fórmula tarifária para venda de energia em alta tensão, uniformemente em cada concessão e tanto quanto possível em todo o País...*"

Posteriormente o Decreto-Lei n.º 43335 de 19 de novembro de 1960, no seu artigo 125.º veio manter o mesmo entendimento, considerando que "As fórmulas tarifárias para a venda de energia em alta tensão pelos concessionários do transporte e da grande distribuição serão fixadas pelo Secretário de Estado da Indústria, obedecendo a critérios uniformes dentro de cada concessão e tanto quanto possível em todo o País...".

Importa referir que a génese deste princípio está intrinsecamente relacionada com as metodologias de alocação de custos. Isto é, "*Uma vez identificados os custos a remunerar devidos pelo uso das redes de transporte ou distribuição de energia elétrica e adotada uma política de regulação tarifária torna-se necessário realizar a alocação desses custos pelos diversos agentes utilizadores do sistema.*" (Cf. *Mercados de Eletricidade - Regulação e tarifação de uso das redes*, João Paulo Tomé Saraiva, Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, FEUP Edições, 2002).

Existem diversos métodos para alocação de custos, uns mais simples outros mais complexos, sendo que a metodologia adotada pelo sistema português é mais ajustada a critérios de solidariedade do que a critérios puramente economicistas, aliás a mesma solução foi adotada em diversos países europeus e acolhida no contexto da liberalização dos mercados, decorrente da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE.

Assim, o sistema considera que a tarifa é totalmente independente do local de injeção e de consumo de energia, compreendendo a rede de um modo idêntico, "*dando origem à uniformidade tarifária em termos geográficos, pelo menos para um mesmo nível de tensão.*" (cf. *ibidem.*)

O princípio da uniformidade tarifária não é imutável ou inamovível, pode ser discutido, inclusive, numa perspetiva de reajustamento de custos e de reduções reais nas tarifas. Porém o caminho que vem sendo seguido pelo legislador e pela entidade reguladora, valoriza este princípio como um dos pilares da estabilidade do sistema elétrico nacional.

A este propósito e pela sua importância, referimos a Portaria n.º 31-A/77 de 21 de janeiro, onde o legislador atento ao aumento de custos no sistema e querendo reconhecer a unificação tarifária do País, com a supressão das acentuadas assimetrias veio adotar "*medidas para limitar transitoriamente os acréscimos incidindo sobre os consumidores que em certas regiões do País beneficiam da tarifas mais baixas e que, por força da desejada unificação tarifária, serão necessariamente atingidos por acréscimos superiores à média.*"

Mais recentemente e consolidando a importância deste princípio, o Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro veio considerar para o cálculo e fixação das tarifas a uniformidade tarifária "de modo que o sistema tarifário se aplique universalmente a todos os clientes, promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas;" artigo 61.º, al. b). Igualmente o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico veio, no seu artigo 5.º, consolidar a importância deste princípio.

A importância do princípio da uniformidade tarifária no sistema elétrico nacional, tal como enunciado na Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, implica que sejam mitigadas eventuais desconformidades entre o nível de receitas e de custos regulados e, no caso de a opção recair sobre um dos 3 exercícios de agrupamento de áreas, da Proposta de delimitação territorial apresentada pela ERSE, será necessário um novo sistema de compensações e transferências, aliás à semelhança do que já acontece com as Regiões Autónomas.

Contudo, o CT salienta que é necessário ter em conta que o princípio da uniformidade tarifária é aplicado a um modelo territorial assimétrico, donde resultarão áreas de concessão muito díspares, na sua dimensão, na densidade de consumidores e no contexto económico e social local, constatando a ERSE que as concessões da maior parte do território continental são deficitárias (17 das 23 CIM) e que as previsões



demográficas e económicas de longo prazo demonstram que esta tendência se agravará ao longo do período da próxima concessão BT.

Assim, a uniformidade tarifária, tal como enunciado na Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, implica a obrigatoriedade de mitigar eventuais desequilíbrios entre a receita de usos de rede e os proveitos permitidos para recuperar os custos considerados eficientes e aceites pelo regulador, pelo que será necessário criar um sistema de compensações e de transferências financeiras entre os ORD, que serão ajustadas anualmente e serão previsivelmente crescentes ao longo da concessão.

Exemplo extraído dos estudos da ERSE, demonstrando o défice de exploração da CIMLT (situação comum a 17 das 23 CIM) e a necessidade de compensação financeira por outros ORD

| CIM | URDbt (2016) | Renda | URDbt- Renda | Custos estimados pela ERSE | Défice (a compensar por outros ORD) |
|-----------------|--------------|------------|--------------|----------------------------|-------------------------------------|
| Lezíria do Tejo | 18 889 000€ | 9 068 000€ | 9 821 000€ | 17 659 550,00€ | -7 838 550,00€ |

O CT recomenda à ERSE que este sistema de compensações seja definido e apresentado aos concorrentes nos documentos concursais.

8. Redes Inteligentes

Num horizonte de 20 a 30 anos²³⁹ as redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão estarão completamente automatizadas e digitalizadas, dando resposta aos desafios da produção e microprodução distribuída, ao armazenamento distribuído (não necessariamente sob a forma de eletricidade), à penetração do veículo elétrico e à gestão da procura, através de tarifas dinâmicas e relações diretas entre utilizadores, que serão simultaneamente produtores e consumidores.

É neste contexto que surge o conceito de "rede inteligente" definida pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER)²⁴⁰.

As redes serão organizadas em setores, automática e permanentemente reconfiguráveis, tendo condições para funcionar em ilhas autónomas, com a capacidade de se religarem às redes para suprir picos de consumo ou, mais frequentemente, apoiar as redes com os excedentes do seu balanço energético. As comunidades de energia estarão completamente desenvolvidas e, através de uma participação ativa e informada, os seus membros beneficiarão de um conjunto alargado de novos serviços, recursos e formas de partilhar energia, sem necessidade de intervenção do ORD que será, na expressão feliz da ERSE, invisível.

Nesta mudança de paradigma das redes integradas e digitalizadas, as palavras chave serão recolha de informação (através da IoT), análise de dados (*data mining, machine learning, digital twins*) e conectividade, permitindo a troca massiva de informação entre utilizadores, entre utilizadores e máquinas e entre máquinas e máquinas.

Este processo de digitalização está presentemente em curso nas redes elétricas nacionais, com a instalação de contadores inteligentes, concentradores de informação ao nível dos PT e sistemas de informação poderosos e seguros, que permitem responder aos desafios atuais da integração de produção

²³⁹ VISION 2050 *Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment*; ETIP SNET – EC.

²⁴⁰ *Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.*



descentralizada, do veículo elétrico e da criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado ("*demand response*"), com investimentos nas seguintes áreas:

- Sensorização e monitorização - preparação da rede para habilitar a recolha de mais informação e com maior fiabilidade, de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
- Automação e telegestão – automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas;
- Telecomunicações e cibersegurança – modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
- Automação do processamento e análise de dados – necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.

Esta realidade tem conduzido a necessidades de investimento crescentes em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço, situação que se acentuará no futuro.

Diversos estudos internacionais (*Navigant Research*) estimam que a integração e a digitalização das redes de distribuição irão multiplicar os custos de investimento para 2,5 vezes o nível atual e que nalguns setores, como o da iluminação pública eficiente e dotada de equipamentos de telegestão, o custo do investimento deverá ser 3 a 6 vezes superior ao atual.

A capacidade de aumentar o investimento em redes inteligentes, reconhecida e estimulada pela ERSE no atual período regulatório através da atribuição de incentivos, ficará prejudicada se do novo modelo de gestão da BT resultar, como se prevê, um aumento dos custos de operação e perda de eficiência global do sistema.

Assim, o sistema elétrico ficará sob uma enorme necessidade de acentuar o caminho para a eficiência de custos na operação das redes BT, libertando recursos para o reforço dos investimentos em redes inteligentes, sem colocar mais pressão sobre as tarifas.

A. PROCEDIMENTOS

1. Procedimento de consulta pública

Nos termos dos artigos 5.º e 6.º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e os n.ºs 1 e 2 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, compete à ERSE: propor a área territorial dos procedimentos, com base em estudos técnicos e económicos e elaborar um estudo com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno e encargos tipo.

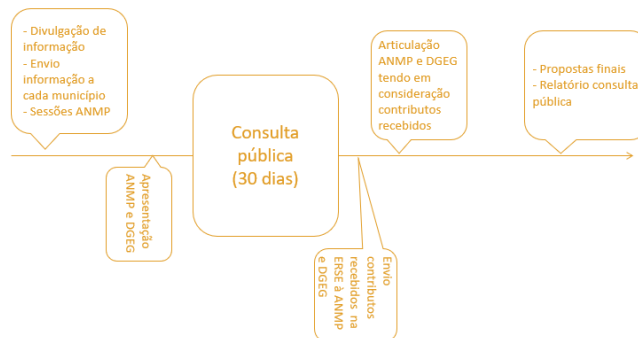
Ambas as propostas acima referidas foram pela ERSE apresentadas à DGEG e à ANMP, e submetidas a consulta pública em 29 de junho. A sujeição destas propostas a um processo de consulta pública revela, mais uma vez, a preocupação da ERSE em envolver e ouvir as diversas entidades que estão envolvidas neste complexo procedimento.

Posteriormente, a ERSE apresentará a sua proposta final ao membro do Governo responsável pela área da economia, cabendo ao Governo aprovar o programa do concurso tipo e o caderno de encargos tipo, além de aprovar a minuta dos contratos, nos termos do art.º 6.º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e dos n.ºs 3 e 4 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.

Por fim, cabe aos municípios tomar a decisão no que respeita à definição da área territorial de cada procedimento concursal, aprovar as peças procedimentais, adjudicar e acompanhar a concessão, tal como consagrado no artigo 31º do Decreto-Lei n.º 29/2006, artigo 5.º da Lei n.º 31/2017 de 31 de maio e nos n.ºs 5 e 6 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro.



O esquema abaixo formulado pela ERSE, representa os diferentes passos que compõem o processo preparatório de lançamento dos procedimentos concursais:



Parafraseando a entidade reguladora: a ERSE propõe, o Governo regulamenta e os Municípios decidem.

2. Procedimentos preparatórios

O presente processo de lançamento de procedimentos concursais simultâneos em 2019, enquadrado pela Lei n.º 31/2017 de 31 de maio, e pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018 de 4 de janeiro, tem sido acompanhado de perto pela ERSE, com o objetivo de assegurar que o processo decorra de forma informada e esclarecida.

Para este efeito a ERSE produziu e disponibilizou no seu sítio da internet ao público em geral, e em especial aos municípios, os seguintes materiais:

- Guia - Distribuição de energia elétrica em BT;
- Guia - Caracterização das redes de distribuição em BT;
- Brochura sobre Qualidade de Serviço;
- Dados de caracterização da rede BT por concelho;
- Apresentação *powerpoint* das sessões de esclarecimento realizadas junto dos municípios.

Não obstante as iniciativas realizadas pela ERSE com o propósito de contribuir para o correto esclarecimento de todos os envolvidos neste processo, considera o CT que o sucesso de uma operação concursal com características tão específicas, estará fortemente dependente da qualidade da informação disponibilizada aos municípios, designadamente o detalhe de informação necessário a uma esclarecida vontade de decisão destes, seja ela qual for.

Nesse sentido, torna-se essencial a disponibilização da necessária desagregação de dados, por município, nomeadamente no que respeita aos sobrecustos resultantes das áreas propostas pela ERSE; a informação relativa à perda de eficácia e consequentes sobrecustos resultantes da separação da AT/MT da BT; bem como informação sobre quais os sobrecustos não quantificados pela ERSE. Considera o CT que o documento em consulta não disponibiliza esta informação, o que poderá dificultar uma tomada de posição esclarecida pelos concedentes e pelos potenciais concessionários.

B. PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

1. A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) em Portugal Continental.



2. O Art.º 2.º do supra-referido diploma legal, dispõe que a concessão municipal para a distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) e o respetivo procedimento de concurso público obedecem aos seguintes princípios:
 - a) *Salvaguarda da neutralidade financeira para os consumidores de eletricidade e para o Orçamento do Estado;*
 - b) *Promoção da eficiência económica e das condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão, salvaguardando a qualidade e abrangência do serviço público atualmente prestado como mínimo a assegurar;*
 - c) *Promoção da coesão territorial quanto à sustentabilidade das concessões e ao nível de qualidade do serviço prestado;*
 - d) *Salvaguarda da uniformidade tarifária no país;*
 - e) *Nivelamento das condições estruturais de desenvolvimento da atividade de distribuição de energia elétrica, nomeadamente em termos de custos e de incremento dos padrões de qualidade do fornecimento do serviço público;*
 - f) *Promoção da gestão de energia e da eficiência energética pelos municípios, sem que esse esforço envolva prejuízo na justa remuneração devida aos municípios como concedentes;*
 - g) *Garantia de inexistência de custos acrescidos a repercutir nos consumidores, designadamente através das tarifas de uso de redes, ou em custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, decorrentes da aplicação e adoção do novo modelo concursal;*
 - h) *Defesa da estabilidade do emprego, com a salvaguarda dos postos de trabalho e dos direitos dos trabalhadores afetos às concessões, nomeadamente em situações de transmissão ou cessação da concessão, bem como a exigência do cumprimento da legislação laboral, incluindo no que respeita aos vínculos efetivos e à contratação coletiva atualmente em vigor.*
3. Por seu turno, o Art.º 3.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, estipula que a concessão da atividade de distribuição de energia elétrica em BT atribuída nos termos desta lei é remunerada mediante o pagamento, pela concessionária, de uma renda anual, inserida nas tarifas de uso das redes de distribuição em BT, cujo cálculo é feito nos termos do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, com observância dos princípios da uniformidade tarifária e da equalização da rentabilidade das concessões, não sendo os demais encargos assumidos pelos concessionários no âmbito dos contratos de concessão reconhecidos ou refletidos nas tarifas reguladas aprovadas pela Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE).
4. No que diz respeito ao lançamento dos procedimentos concursais para atribuição de concessões municipais da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, este diploma estabelece que os mesmos são lançados em 2019, de forma sincronizada, abrangendo todos os municípios ou entidades intermunicipais que não tiverem optado pela gestão direta daquela atividade, correspondendo cada procedimento concursal a uma área territorial delimitada de acordo com o princípio da coerência territorial, sendo preferencialmente utilizada a delimitação territorial das entidades intermunicipais.
5. Em 11 de Janeiro de 2018, foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, que procede à aprovação do programa das ações e dos estudos a desenvolver pela ERSE em estreita articulação com a DGEG e a ANMP e dos diversos atos a aprovar, por forma a assegurar o objetivo do lançamento dos procedimentos de concurso público para atribuição das concessões no início de 2019, clarificando ainda as competências das diferentes entidades neste processo.



Assim:

À ERSE compete:

- a) Propor a delimitação da área territorial de cada procedimento de concurso a lançar;
- b) Elaborar um estudo, a apresentar ao membro do Governo responsável pela área da economia, com os aspetos e parâmetros que importa fixar no programa de concurso tipo e no caderno de encargos tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT);
- c) Regular, regulamentar, supervisionar e sancionar os operadores que venham a exercer a função de ORD no território nacional.

Ao membro do Governo responsável pela área da economia compete:

- a) Aprovar por Portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo supra-referido, o programa de concurso tipo e o caderno de encargos tipo para a atribuição de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) e as entidades intermunicipais.

Aos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças, das autarquias locais e da energia compete:

- b) Aprovar por portaria, no prazo de 60 dias após a apresentação pela ERSE do estudo supra-referido, as minutas de contrato tipo de concessão da atividade de exploração das redes de distribuição de eletricidade em BT, ouvidas a ANMP e a ERSE.

Aos Municípios/Entidades Intermunicipais compete:

- a) Decidir, até ao final do terceiro trimestre de 2018, sobre a definição da respetiva área territorial para efeitos de procedimento concursal, ou sobre a intenção de proceder à exploração direta;
- b) As entidades que integram os agrupamentos de entidades adjudicantes aprovam as peças dos respetivos procedimentos até ao final de 2018;
- c) No caso da adoção de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE, anexar aos cadernos de encargos dos procedimentos os estudos técnicos e económicos que serviram de base a essa opção.

A proposta em apreço na presente consulta pública visa dar cumprimento às disposições legais atrás referidas cabendo ao CT pronunciar-se com vista a garantir e avaliar a observância dos princípios legalmente previstos, designadamente a não existência de sobrecustos para os consumidores e a manutenção do equilíbrio económico das empresas.

3. Dimensão das áreas

3.1 Enquadramento e objetivos

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público e estabeleceu que cada procedimento concursal tem uma área territorial delimitada.

A definição da área abrangida por cada procedimento deve observar o princípio da coerência territorial e a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente.

A definição territorial pertence aos órgãos competentes dos municípios sob proposta da ERSE elaborada com base em estudos técnicos e económicos.



O conjunto de princípios gerais consagrados no artigo 2.º da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio foram agrupados pela ERSE em dois objetivos complementares à realização dos estudos técnicos e económicos sobre a delimitação da área territorial:

- a) O primeiro consiste em garantir que a realização da atividade de distribuição de energia elétrica em BT não ponha em causa a eficiência económica, as condições de desempenho eficaz do sistema objeto da concessão e seja financeiramente neutra em comparação com a situação atual;
- b) O segundo visa garantir a coesão territorial, a sustentabilidade das concessões e o princípio da uniformidade tarifária (promovendo a homogeneidade nos custos e eficiência económica entre as áreas territoriais).

3.2 Metodologia seguida

No estudo, para identificar a dimensão de suporte à definição das áreas, a ERSE realizou os seguintes passos:

- a) Efetuou uma análise da literatura científica por forma a compilar eventuais evidências de relação entre dimensão e eficiência;
- b) Efetuou uma avaliação de desempenho de empresas de vários países (*benchmarking*), consoante a sua dimensão:
 - *Benchmarkings*, considerando empresas pequenas ou microestruturas;
 - *Benchmarkings* considerando empresas com dimensões em linha com a EDP Distribuição.

A análise efetuada à literatura científica a ERSE concluiu que a atividade de distribuição de energia elétrica tem rendimentos crescentes à escala, ou seja, quanto maior a atividade, menor o custo por cliente, e que, a partir de um determinado nível de atividade, o crescimento da escala já não apresenta ganhos em termos de custos unitários por cliente.

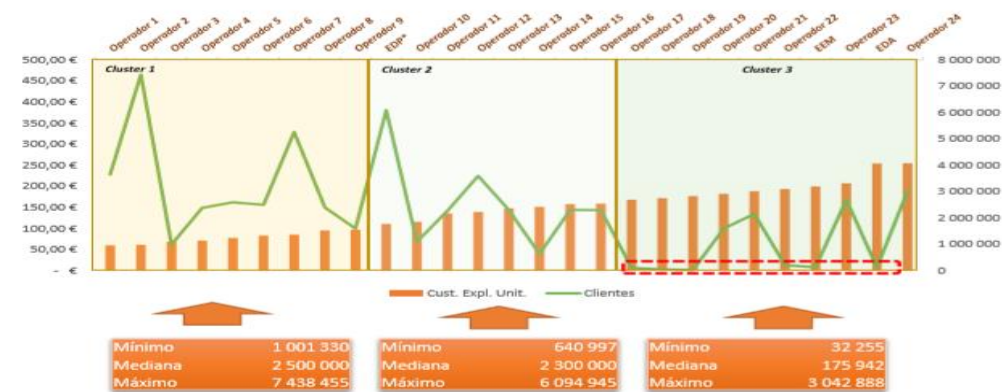
A ERSE realizou ainda dois exercícios de *benchmarking*, a saber:

Primeiro exercício de *benchmarking* - foi recolhida uma amostra (Amostra 1) de 38 operadores (entre os quais 6 cooperativas portuguesas) com informação financeira e física exclusivamente associada ao desenvolvimento da atividade de distribuição em BT.

A análise a esta amostra permitiu concluir que para estas dimensões de pequenos e médios operadores em BT, os custos de exploração unitários são muito superiores aos que se verificam atualmente no SEN. Os custos unitários mais baixos para os diferentes operadores nesta amostra, rondam os 88€/cliente, quando o custo operacional por cliente em Portugal, em 2016, foi de 47,1€ em BT.

Segundo exercício de *benchmarking* - foi utilizada uma amostra (Amostra 2) de médios e grandes ORD a operar nos três níveis de tensão (BT, MT e AT). Com base na análise de *cluster*, foram definidos dois grupos de empresas que se distinguem pelo nível de custos de exploração. O primeiro grupo de ORD tem custos unitários mais baixos e subdivide-se em dois *clusters* (diferenciam-se ligeiramente pelo nível de custos). O segundo grupo (*cluster* 3) tem custos unitários significativamente mais elevados e é composto por empresas mais pequenas.

Figura 3-10 - Relação entre Custos Unitários e Dimensão (Clusters baseados no custo unitário)



Fonte: ERSE e os Relatórios e Contas

Com a realização deste segundo exercício de *benchmarking*, a ERSE ao verificar que a empresa de menor dimensão que integra o grupo dos custos unitários mais baixos (*clusters* 1 e 2) tem cerca de 640 000 clientes, conclui que 600 000 clientes deve ser a dimensão mínima a partir da qual o redimensionamento da atividade de distribuição em BT não irá gerar de forma quase inequívoca perda de eficiência e acréscimo de custos face à situação atual.

Relativamente a este segundo exercício de *benchmarking*, e às conclusões que a ERSE retira do mesmo, o CT considera existirem um conjunto de aspetos que necessitam de ser clarificados, mais aprofundados e quantificados:

- a) Para definição da dimensão mínima de clientes foi utilizada a amostra 2 onde estão ORD cuja atividade incide não só em BT como também em MT e AT, logo, os custos de exploração refletem também um conjunto de sinergias associadas ao desenvolvimento da atividade de forma integrada entre os três níveis de tensão.

No estudo não foram identificados nem calculados os sobrecustos das perdas de eficiência técnica e financeira que podem advir da mudança do atual paradigma para operadores que operem exclusivamente em BT.

Adicionalmente, não há evidências no estudo apresentado pela ERSE em como os ganhos de escala se extingam a partir do patamar de 600 mil clientes.

- b) Na análise da amostra 2, os custos de exploração unitários da EDP D (111,28€) incluem valores que põem em causa a sua comparabilidade e equivalência, potencialmente, as rendas de concessão pagas aos municípios, os custos da rede de iluminação pública, entre outros.

A título de exemplo, se os custos com as rendas de concessão fossem isolados dos custos de exploração da EDP D, os resultados do *benchmarking* seriam diferentes, na medida em que a EDP D passaria a integrar o *cluster* 1, onde os ORD têm dimensões acima de 1 milhão de clientes.

- c) Neste estudo, a ERSE apenas considerou os custos operacionais. Partindo do princípio de neutralidade financeira para os consumidores, que é uma das bases orientadoras desta análise, não foram, porém, identificados, nem quantificados os impactes económicos que resultarão no curto/médio prazo do arranque e desenvolvimento da atividade por outros operadores.

A não consideração de custos de investimento não permite avaliar, nomeadamente: sobrecustos de especificações de natureza local que possam vir a ser incluídas nos cadernos de encargos, sobrecustos resultantes da multiplicação de estruturas (organizacionais, físicas e de sistemas), e efeitos da perda de escala nestes custos.

3.3 Propostas de delimitação territorial

Com o objetivo de garantir que o processo de definição das áreas territoriais não põe em causa a coesão territorial, a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica em BT e o princípio da uniformidade tarifária, a ERSE realizou um exercício que teve em conta três vetores:

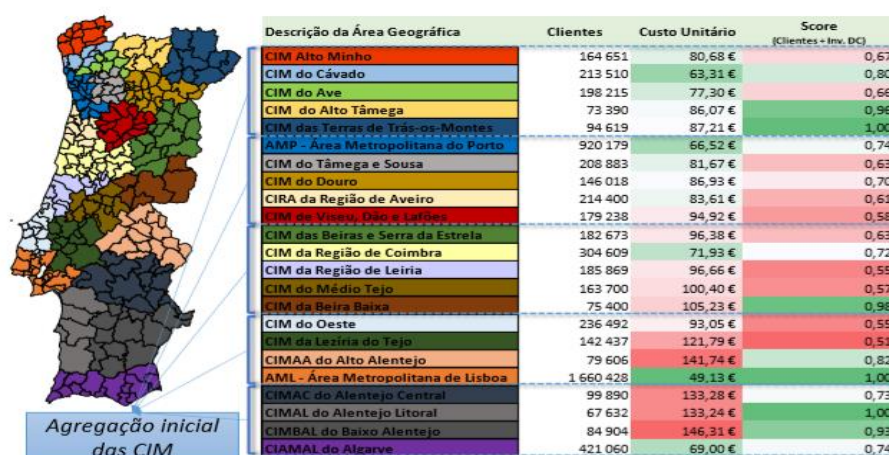
- Homogeneidade dos custos por clientes;
- Homogeneidade em termos de eficiência;
- Proximidade territorial.

A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, além da observância do princípio da coerência territorial, refere a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, exceto se razões ponderosas determinarem critério diferente, pelo que a ERSE utilizou as 23 Comunidades Intermunicipais (CIM) para o exercício de delimitação territorial.

Agregação Base de Referência – Comunidades Intermunicipais

Tomando como base de referência a utilização das 23 Comunidades Intermunicipais para o exercício de delimitação territorial, a figura seguinte apresenta a caracterização económica e os níveis de eficiência destas entidades. Quanto menores forem os desvios-padrão dos scores de eficiência e dos custos unitários, mais homogêneas serão as áreas.

Figura 4-11 - Agregação Base de Referência - Comunidades Intermunicipais



Com a agregação inicial das CIM, a ERSE conclui existir uma heterogeneidade ao nível dos três indicadores (número de clientes - dimensão, custo unitário e nível de eficiência).

Com base nesta informação, a ERSE apresenta a consulta três propostas de delimitação territorial com o objetivo de obter áreas territoriais mais uniformes quer em termos de custos unitários, quer de eficiência e que respeitem o referencial de dimensão mínimo próximo dos 600 mil clientes.



Agregação 1



| Descrição da Área Geográfica | Clientes | Custo Unitário | Score (Clientes + Inv. DC) |
|--|-----------|----------------|-------------------------------|
| Norte (Minho, Cávado, Ave, Alto Tâmega e Trás-os-Montes) | 744 385 | 76,16 € | 0,98 |
| AM do Porto, Douro, Tâmega e Sousa, Aveiro, Viseu, Dão e Lafões | 1 668 718 | 75,45 € | 0,84 |
| Beiras e Serra da Estrela, Beira Baixa, Coimbra, Leiria e Médio Tejo | 912 251 | 89,73 € | 0,84 |
| AM Lisboa, Oeste, Lezíria do Tejo e Alto Alentejo | 2 118 963 | 62,40 € | 1,00 |
| Sul e Alentejo (Baixo, Litoral e Central) | 673 486 | 94,73 € | 1,00 |
| <i>Média</i> | 1 223 561 | 79,69 € | 0,93 |
| <i>Desvio Padrão</i> | 570 792 | 11,46 € | 0,08 |
| <i>Mediana</i> | 912 251 | 76,16 € | 0,98 |

Nesta proposta de agregação territorial, a ERSE refere que é cumprido o nível mínimo de dimensão considerado adequado para a atividade de distribuição em BT, mas que a delimitação territorial do Sul e Alentejo apresenta um nível de custo significativamente mais elevado face às restantes delimitações territoriais, enquanto a delimitação territorial de Lisboa, Oeste, Lezíria e Alto Alentejo apresenta o nível de custo mais baixo.

O facto desta proposta apresentar alguma discrepância em termos de custos unitários da área metropolitana de Lisboa comparativamente às restantes, motivou a ERSE a propor a agregação 2.

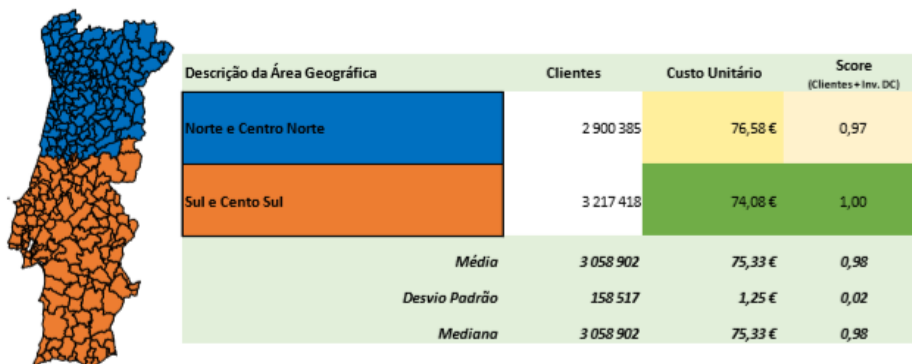
Agregação 2



| Descrição da Área Geográfica | Clientes | Custo Unitário | Score (Clientes + Inv. DC) |
|--|-----------|----------------|-------------------------------|
| Norte (Minho, Cávado, Ave, Alto Tâmega e Trás-os-Montes) | 744 385 | 76,16 € | 0,97 |
| AM do Porto, Douro, Tâmega e Sousa, Aveiro, Viseu, Dão e Lafões | 1 668 718 | 75,45 € | 0,87 |
| Coimbra, Beira e Serra da Estrela, Beira Baixa, Médio Tejo e Leiria | 912 251 | 89,73 € | 0,83 |
| AML - Área Metropolitana de Lisboa, Alentejo (Alto e Central), Lezíria do Tejo e Oeste | 2 218 853 | 65,59 € | 1,00 |
| SUL (Algarve, Baixo Alentejo, Alentejo Litoral) | 573 596 | 88,02 € | 1,00 |
| <i>Média</i> | 1 223 561 | 76,99 € | 0,93 |
| <i>Desvio Padrão</i> | 622 535 | 8,91 € | 0,07 |
| <i>Mediana</i> | 912 251 | 76,16 € | 0,97 |

Com o objetivo de conseguir uma maior aproximação dos custos unitários apresentados na proposta de agregação 1, a ERSE propõe a inclusão da CIM do Alentejo Central na delimitação territorial que inclui Lisboa. Este ajustamento permite uma diminuição do custo da delimitação territorial do Sul sem implicar um aumento significativo do custo apresentado pela delimitação territorial que inclui Lisboa.

Agregação 3



A proposta de agregação 3 foi elaborada a partir da agregação 2, juntando na primeira delimitação as delimitações localizadas a norte de Portugal Continental e na segunda delimitação aquelas localizadas mais a Sul. Assim, a proposta de agregação 3 é apenas constituída por duas grandes áreas de delimitação territorial (Norte e Centro Norte, Sul e Centro Sul).

Nesta última proposta de agregação, observa-se uma maior harmonização dos custos unitários e dos níveis de eficiência entre as delimitações territoriais.

Sobre o exercício realizado pela ERSE de apresentar a consulta pública três diferentes propostas de agregação das CIM, o CT considera essencial complementar o mesmo com a mesma análise para um cenário de uma única área de delimitação territorial. Apesar da Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, mencionar a utilização das entidades intermunicipais como referência preferencial para a definição da área territorial, razões ponderosas podem, de acordo com a Lei, determinar critério diferente.

Entende ainda o CT que a ERSE deveria ter incluído uma análise comparativa das diferentes propostas de delimitação territorial face à atual situação e enquadramento de distribuição de energia elétrica em BT, nomeadamente quanto a custos unitários médios.

4. RECOMENDAÇÕES DO CT

1. No que se refere aos procedimentos concursais, entende o CT relevar:

- a) A atividade de distribuição em BT, serviço público essencial, deve garantir a segurança do abastecimento, continuidade e qualidade de serviço. Atenta a complexidade e especificidade subjacente à mesma, é entendimento do CT ser fundamental a pré-qualificação dos concorrentes no que concerne à sua capacidade técnica e robustez financeira, como forma de garantir a manutenção e evolução do setor.
- b) A Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, prevê nos pontos 3 e 4 do Art.º 5.º:
 - "A definição de uma área territorial diferente da proposta pela ERSE depende da demonstração de vantagens relevantes desse cenário alternativo para o interesse público, com base em estudos técnicos e económicos com o mesmo nível de detalhe dos produzidos pelo regulador";
 - "O disposto no número anterior é aplicável à eventual intenção, por parte de qualquer município, de não se integrar no processo de lançamento sincronizado dos procedimentos concursais, cabendo ao referido município, nesse caso, demonstrar que a sua opção não resulta em perdas globais de eficiência, equidade e coesão territorial, face ao cenário proposto pelo regulador".

O CT alerta para a necessidade de ser definida a entidade que procederá à validação dos referidos estudos, uma vez que a lei é omissa nessa matéria.



- c) Deverá a ERSE assegurar que no caderno de encargos dos concursos a realizar seja definido um plano rigoroso e detalhado de transição entre concessionários – atual e futuros – que deverá incluir procedimentos, prazos e pagamentos.
2. Analisado o estudo da ERSE que suporta a presente consulta pública, o CT entende destacar o seguinte:
- a) A omissão da quantificação dos custos e proveitos por município.
- b) Não permite uma avaliação sustentada da relação de custos entre os cenários propostos e a realidade atual, o que dificulta a opção pela melhor solução.
- c) A valorização dos diversos cenários de definição de área territorial propostos pela ERSE é omissa quanto ao balanço, mesmo que estimado, das variações dos custos e benefícios que decorrem dos diferentes níveis de agregação.
- d) Atenta a possibilidade de os novos concessionários poderem desenvolver simultaneamente atividades reguladas e não reguladas, o CT considera que a ERSE deve adequar a este novo contexto os instrumentos necessários para acautelar a separação entre atividades, evitando nomeadamente situações de subsídio cruzada.
- e) A omissão quanto ao modelo de planeamento das redes, bem como quanto à cooperação e articulação entre os diferentes ORD.
3. No desenvolvimento deste parecer, o CT elencou um conjunto alargado de questões técnicas e riscos de sobrecustos inerentes não quantificados no estudo da ERSE, que nos termos legais não poderão ser suportados pelo Orçamento de Estado nem pelos consumidores, atento o princípio da neutralidade financeira previsto na Lei. Entende o CT recomendar ainda à ERSE o seguinte:
- a) Conceber e quantificar o sistema de compensações e transferências entre os novos ORD BT, destinado a garantir a cada operador a recuperação dos proveitos permitidos através das tarifas reguladas, decorrentes da aplicação universal da uniformidade tarifária;
- b) Quantificar a perda de eficiência e consequente sobrecusto resultante da separação da operação das redes de AT/MT e de BT;
- c) Quantificar o montante da indemnização devida ao concessionário cessante pelo valor contabilístico residual dos ativos relacionados com a contagem de energia elétrica, o qual nos termos da Lei n.º 12/2008, de 26 fevereiro, não será remunerado pelas tarifas;
- d) Quantificar os custos/benefícios decorrentes do incremento de investimento na digitalização das redes e a consequente instalação de novas plataformas e sistemas informáticos interoperacionais.
4. É assim entendimento do CT que os documentos apresentados no âmbito da consulta em apreço devem ser complementados, habilitando deste modo que sejam tomadas decisões totalmente informadas por parte dos concedentes e dos futuros concessionários, garantindo assim a efetiva comparabilidade das propostas resultantes dos concursos e assegurando as condições de estabilidade e transparência aplicáveis à contratação pública.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as propostas apresentadas pela ERSE deverão ser reformuladas em conformidade com as recomendações constantes deste parecer.



Aprovado em 17 de setembro de 2018.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁴¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento "*Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica*" solicitando a emissão de parecer.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

1. ENQUADRAMENTO

A ERSE fundamenta a presente proposta de instrução com a liberalização do mercado de eletricidade em Portugal que conduziu a que mais de cinco milhões de consumidores de eletricidade cessassem os respetivos contratos de fornecimento de energia elétrica com os Comercializadores de último recurso (CUR).

Segundo o preâmbulo da proposta foi apurada a existência de créditos a favor dos consumidores, não reclamados, motivados, sobretudo, por situações de cessação dos contratos:

- a) pela realização de sobrepagamentos;
- b) ou pela realização de pagamentos de valores estimados de energia superiores aos efetivamente consumidos.

A ERSE propõe, tendo em conta os princípios e as metodologias regulatórias consagradas nos Regulamentos Tarifários, e tomando como lugar paralelo o destino de valores não reclamados noutras situações, que os montantes em causa, decorridos cinco anos²⁴² desde a sua comunicação aos credores sem que estes hajam procedido ao exercício do respetivo direito, sejam atribuídos a todos os consumidores, por via das tarifas de energia elétrica.

2. ESPECIALIDADE

O CT considera que os procedimentos estabelecidos na proposta de Instrução se encontram genericamente corretos, em especial a solução de devolução às tarifas dos créditos não reclamados no prazo legal.

No entanto, importa definir princípios básicos que a Instrução deve refletir:

- 1) A presente instrução determina que os CUR, para créditos desta natureza, apliquem o prazo de prescrição de 5 anos, previsto no art.º 310.º, g) do Código Civil;
- 2) Nestes termos os CUR devolvem os créditos com antiguidade superior a 5 anos a todos os consumidores do SEN, através da tarifa de uso global do sistema (UGS).

²⁴¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho

²⁴² Pressupondo a prescrição decorrido este prazo resultante de prestações periodicamente renováveis (artigo 310.º, g) do Código Civil), no âmbito de uma relação jurídica duradora, com prestações periódicas, a que não se aplica o prazo do artigo 10.º, n.º 1, da Lei dos Serviços Público Essenciais (LSPE), aprovada pela Lei n.º 23/96, de 26 de julho.



Entende igualmente o CT que:

- a) A existência desses créditos não reclamados não se deve exclusivamente à mudança dos consumidores para o Mercado Livre, mas a um conjunto mais vasto de situações (*p.ex. morte dos titulares dos contratos; ausência das suas residências; cessação de atividade de empresas, etc.*) pelo que o CT considera que a Instrução se encontra redigida de forma redutora.
- b) A Instrução deve ser adequada, de modo a cobrir o universo de situações que originaram esses créditos, sendo muitas vezes impossível determinar a sua origem.
- c) Relativamente à aplicação no primeiro ano, o CT considera o prazo proposto manifestamente curto, o que pode condicionar a profundidade e qualidade da auditoria, atendendo a que se trata do primeiro ano de realização da mesma e que abrangerá o maior volume de informação e o maior período temporal.

Por outro lado, acresce que a realização de auditoria autónoma com carácter de urgência terá custos consideráveis, que o CT entende não se justificarem.

Assim, atendendo ao momento em que surge esta proposta de instrução, o CT recomenda que a informação se reporte a 31 de dezembro de 2018 e que a referida auditoria seja realizada no âmbito da auditoria às contas reguladas conforme estabelecido no Regulamento Tarifário.

De igual modo o CT entende que a data de produção de efeitos desta Instrução deverá ser 1 de janeiro de 2019, atenta a necessidade de adaptação dos sistemas de informação das empresas.

Relativamente aos pontos da Instrução:

- a) No que respeita ao ponto 1. da Instrução, é inadequado fazer depender a devolução e repercussão dos créditos do efetivo "*conhecimento*" dos consumidores quanto à sua existência, uma vez que podem ocorrer situações em que os CUR tenham comunicado a existência do crédito de forma correta, mas o consumidor, por algum motivo, não chegou a tomar conhecimento da sua existência.

Nesse sentido, propõe-se substituir o termo "*conhecimento*" dos direitos de crédito por "*comunicação da existência desses créditos por parte dos comercializadores de último recurso aos respetivos titulares*" (expressão, aliás, usada noutras passagens da Instrução).

- b) Também quanto ao ponto 2. da Instrução, é necessário introduzir alguma segurança jurídica quanto ao que se entende serem créditos "*devidamente comunicados*" ao consumidor titular dos mesmos, propondo-se aqui um aditamento que vise clarificar que, para efeitos da Instrução, se considera que tal comunicação foi devidamente efetuada quando tenha sido dirigida para o endereço contratualmente convencionado no contrato cessado.
- c) No ponto 3. deve retirar-se a expressão "final" porque durante a vigência do contrato podem existir outros acertos.
- d) Atenta a finalidade desta instrução o CT considera suficiente a desagregação por nível de tensão, questionando a utilidade do disposto nas alíneas a) e c) do ponto 4, considerando os eventuais sobrecustos.
- e) No ponto 6. considera o CT mais correta a utilização dos termos do Regulamento Tarifário "[...] é deduzido ao proveito permitido do ano *t*, da atividade de comercialização por nível de tensão, sendo recuperado pelos consumidores de cada nível de tensão, através das respetivas tarifas de acesso, na componente UGS".
- f) Finalmente, considera-se que o RT terá que acomodar esta situação.



3. CONCLUSÕES

O CT considera que a proposta de instrução da ERSE deve ser revista de acordo com as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 10 de agosto de 2018.



3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO



◆ **Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD-RAM 2021) e Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD-RAA 2021)** ◆ [\[Consulta Pública n.º 102\]](#) e [\[Consulta Pública n.º 103\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário²⁴³ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”²⁴⁴

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda sobre outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em 22/09/2021 foram enviadas ao CT²⁴⁵ para parecer a “Proposta de Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD-RAM 2021)” e a “Proposta de Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD-RAA 2021)” solicitando a emissão de parecer, até 5 de novembro de 2021.

No período de elaboração deste parecer, foram efetuadas 3 apresentações ao CT dos Planos em análise pela ERSE, EDA e EEM, em 27 de setembro de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I ENQUADRAMENTO

O Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) N.º 560/2014 de 22 de dezembro, alterado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro e editado ao abrigo do n.º 2 do Artigo 9.º dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), na sua redação atual, do Artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215 A/2012, de 8 de outubro, e do Artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, tem, de acordo com o Artigo. 1.º, “*por objeto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações*”.

Por outro lado, o n.º 2 do referido artigo estipula que “*As disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações têm como pressupostos e limites os direitos e princípios estabelecidos no Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, no Regulamento (UE) n.º 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos, no Regulamento (UE) n.º 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo, e em demais legislação aplicável*”.

Ora, o RARI dispõe, no artigo 25.º n.º 14, que “A cada 3 anos, os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no ano anterior ao início do período regulatório, devem

²⁴³ Doravante abreviado por CT.

²⁴⁴ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

²⁴⁵ Comunicação CA da ERSE, datada de 22 de setembro de 2021.



apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos próximos 3 anos nas respetivas redes de transporte e de distribuição, para aprovação da ERSE”.

Assim, é com base nestas disposições legais que a EEM e a EDA, enquanto operadores das redes de transporte e distribuição de eletricidade da Região Autónoma da Madeira (RAM) e da Região Autónoma dos Açores (RAA), respetivamente, apresentaram à ERSE as propostas de PDIRTD-RAM 2021 e PDIRTD-RAA 2021, agora em apreço.

O CT nota que as Regiões Autónomas são consideradas sistemas isolados, sujeitos a tratamento específico e adaptado das normas europeias para funcionamento do mercado elétrico. A aceitação da manutenção da verticalização das atividades, bem como a existência de um mercado regulado sem concorrência, são os dois exemplos paradigmáticos.

O CT regista que, apenas em 23 de agosto de 2021, o Regulamento N.º 785/2021 (RT), no seu artigo 183.º, aprovou a alteração dos períodos regulatórios de três para quatro anos, pelo que, o próximo período regulatório será de 2022 a 2025.

Assim, as propostas de PDIRTD-RAM e de PDIRTD-RAA enviadas pelos respetivos operadores das redes elétricas, em 15 de junho de 2021, apesar de respeitarem o disposto no artigo 25.º do RARI, o qual apenas prevê o envio para os 3 anos seguintes, não abrangem a totalidade do próximo período regulatório, posteriormente estabelecido.

O CT recomenda a adequação do artigo 25.º n.º 14 do RARI à duração do período regulatório estabelecido no RT.

O CT regista que, em termos globais, a proposta de PDIRTD-RAM 2021 em apreciação apresenta para o período 2022-2024 um cenário de investimento com um montante total, que ascende a 65,1 milhões de euros, desagregado por 55,5 milhões de euros em investimento na rede de transporte em AT e 9,7 milhões de euros em investimento na rede de distribuição em MT.

Por sua vez, a proposta de PDIRTD-RAA 2021 em apreciação apresenta para o período 2022-2024 um cenário de investimento com um montante total que ascende a 38,1 milhões de euros, desagregado por 3,1 milhões de euros em investimento na rede de transporte AT e 35,0 milhões de euros em investimento nas redes de transporte e distribuição MT.

Ora, após análise da documentação objeto da consulta pública, não pode o CT deixar de registar a ausência da avaliação do custo-benefício dos investimentos propostos, bem como da indicação dos impactos tarifários que estes Planos de Investimento terão nos consumidores, omissão esta que se regista inclusive na apresentação da ERSE ao CT, pelo que recomenda que sejam colmatadas estas lacunas, que comprometem uma avaliação mais aprofundada.

O CT regista positivamente a apresentação desta primeira consulta pública de PDIRTD para as regiões autónomas, recomendação por si expressa desde há muitos anos, apesar de existirem ainda lacunas e insuficiências.

II

A. Consulta Pública n.º 102, relativa à proposta de Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD-RAM 2021)

A proposta de PDIRTD-RAM 2021 estabelece o plano de investimentos que, na ótica do operador das redes elétricas da RAM, são indispensáveis para assegurar as suas funções principais no desenvolvimento das redes elétricas, assegurando a qualidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores das redes e proporcionando condições que permitam a concretização do plano de política energética regional.



Neste sentido, a proposta identifica e quantifica os recursos necessários para assegurar a existência de suficiente capacidade de receção e entrega de energia elétrica nas redes de transporte e distribuição da RAM, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando, simultaneamente, o aumento de eficiência da rede e da eficiência operacional.

O operador das redes elétricas da RAM identifica as necessidades e lacunas das redes de transporte e distribuição, tendo em conta quatro vetores estratégicos de investimento:

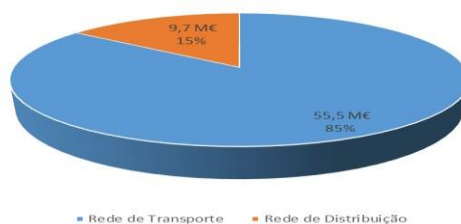
- Segurança de Abastecimento;
- Qualidade de Serviço Técnica;
- Eficiência da Rede;
- Eficiência Operacional.

Identifica ainda como principais motivações que suportam os objetivos estratégicos do PDIRTD-RAM 2021:

- Assegurar que as redes elétricas satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas ou a que elas se pretendem ligar, procurando o aumento de eficiência das redes, com níveis adequados de qualidade de serviço e segurança;
- Garantir a existência de capacidade de receção para o expectável aumento do aproveitamento de fontes de energia renovável para produção de eletricidade, de acordo com as orientações de política energética regional;
- Melhoria da eficiência operacional, ao nível das atividades desenvolvidas pela concessionária do transporte e distribuição da RAM e um nível adequado de perdas na rede.

Assim, tendo por base, por um lado, a caracterização física das atuais redes elétricas em AT e MT, incluindo a utilização histórica dos equipamentos, e por outro, a evolução esperada de consumos e pontas de utilização das instalações, os níveis de qualidade de serviço e os níveis de perdas, o operador das redes elétricas da RAM propõe um conjunto de projetos de investimento.

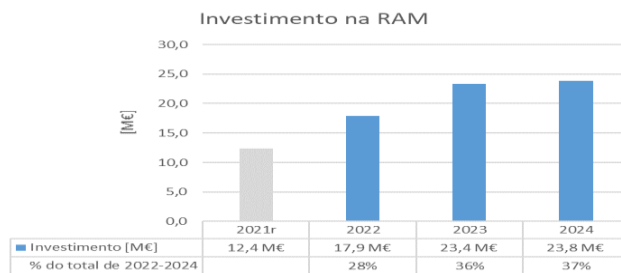
Para atingir estes objetivos, o operador das redes elétricas da RAM propõe um programa de investimento na rede de transporte em AT (inclui investimentos em linhas AT e linhas MT da rede de transporte, subestações AT/MT e MT/MT e postos de seccionamento, bem como em centros de controlo e telemedida) e na rede de distribuição em MT de 65,1 M€, a custos totais, para o período 2022-24, com a desagregação ilustrada na figura seguinte:



Fonte: ERSE, EEM (proposta de PDIRTD-RAM 2021)

Como se pode observar na figura apresentada, o maior foco no investimento proposto no PDIRTD-RAM 2021 diz respeito à rede de transporte com cerca de cinco vezes mais investimento previsto do que a rede de distribuição.

Em termos globais, no que concerne à desagregação temporal do investimento proposto, verifica-se que o investimento é desagregado de modo crescente ao longo dos anos de abrangência do plano, com um investimento médio anual de cerca de 21,7 M€/ano.



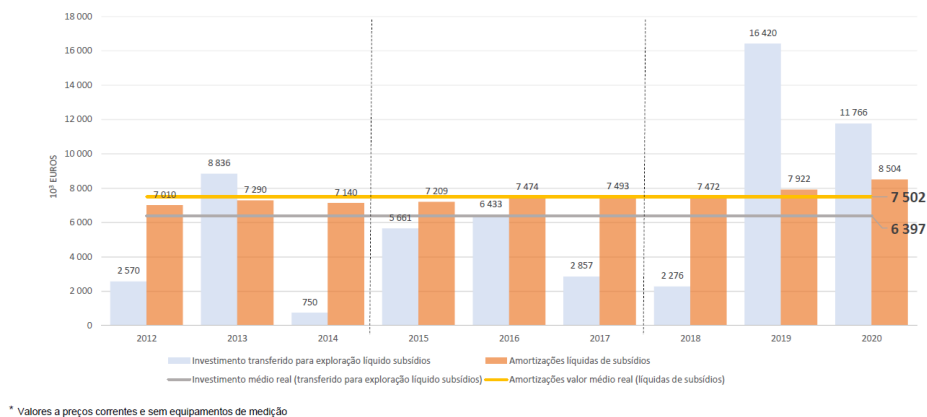
Fonte: ERSE, EEM (proposta de PDIRTD-RAM 2021)

Em termos históricos, assinala-se uma inversão da tendência do volume de investimento face ao verificado nos últimos anos:



Fonte: EEM, apresentação ao Conselho Tarifário, 27/09/2021

O operador das redes elétricas da RAM justifica o reforço do investimento proposto no PDIRTD-RAM 2021, com a retração dos investimentos ao longo da última década evidenciada no diferencial entre as amortizações do exercício e o investimento líquido de subsídios transferido para exploração, conforme ilustrado no gráfico seguinte:



Fonte: EEM, apresentação ao Conselho Tarifário, 27/09/2021

A suportar a proposta, o operador das redes elétricas da RAM classificou o investimento proposto em áreas de atuação, que sustentam os objetivos estratégicos do PDIRTD-RAM 2021, agregando projetos que contribuem para o mesmo objetivo:

- Desenvolvimento de rede;
- Recuperação e substituição de ativos degradados;
- Automação, supervisão e telecomando da rede;



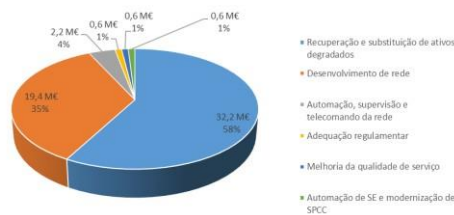
- Automação de Subestações e modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controle;
- Melhoria da qualidade de serviço;
- Instalação de novos feeders MT;
- Adequação regulamentar.

Analisando a distribuição do investimento proposto no PDIRTD-RAM 2021 por área de atuação, na rede de transporte e na rede de distribuição em MT, constata-se que o investimento previsto para a área de “Recuperação e substituição de ativos degradados” representa a maior fatia do investimento no período 2022-2024, com um montante de 32,2 M€ na rede de transporte (58% do total) e 5,5 M€ na rede de distribuição (57% do total).

A área de atuação “Desenvolvimento de rede” representa a segunda maior fatia do investimento no período 2022-2024, com 19,4 M€ na rede de transporte (35% do total) e 4,1 M€ na rede de distribuição (42% do total).

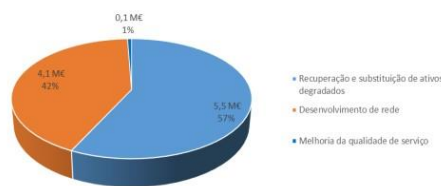
Assim, no total do PDIRTD-RAM 2021, as duas áreas de atuação referidas anteriormente representam cerca de 94% do investimento proposto (61,2 M€).

Distribuição do investimento na rede de transporte, por área de atuação:



Fonte: ERSE, EEM (proposta de PDIRTD-RAM 2021)

Distribuição do investimento na rede de distribuição, por área de atuação:



Fonte: ERSE, EEM (proposta de PDIRTD-RAM 2021)

O CT assinala que a proposta de PDIRDT-RAM 2021 apresentada não identifica a percentagem do investimento total que diz respeito a cada Eixo Estratégico, não apresentando também informação que permita perceber de que forma (% ou valor) cada área de atuação contribui para cada eixo estratégico. Neste sentido, o CT considera desejável o aperfeiçoamento desta matéria em futuras edições.

O CT realça ainda que, apesar da muita informação disponibilizada na proposta de PDIRTD-RAM 2021 relativa a montantes de custos de investimento envolvidos, não existe um desenvolvimento aprofundado com informação quanto à monetização dos benefícios que estes investimentos irão proporcionar e correspondente análise custo-benefício.



Embora no Plano não conste qualquer menção aos impactos tarifários do mesmo, na apresentação ao CT a EEM partilhou uma análise do impacto do investimento e do consumo nos proveitos unitários da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, contributo que se revelou útil e que o CT apreciou.

PILARES DO PIDRTD-RAM 2021

1. Recuperação e substituição de ativos degradados

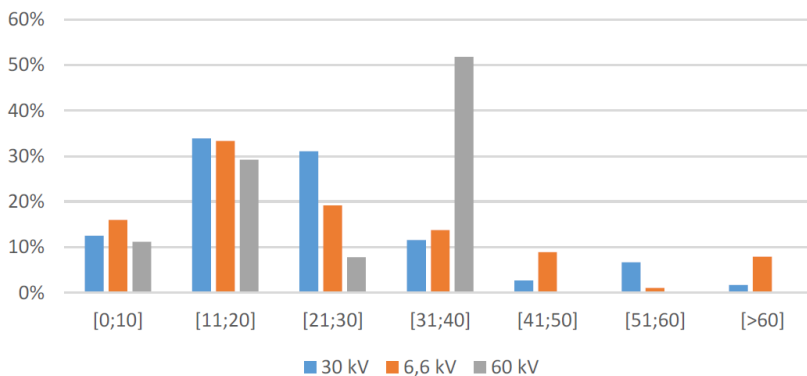
Esta área de atuação agrega os investimentos que dizem respeito à recuperação, remodelação ou substituição de sistemas e equipamentos que, devido a envelhecimento ou obsolescência, não garantam os níveis de qualidade e fiabilidade esperadas, contribuindo assim para os quatro principais eixos estratégicos de investimento.

Segundo informação disponibilizada pelo operador das redes da RAM, a idade média das linhas de transporte e de distribuição da RAM situa-se entre os 19 e os 27 anos, sendo que a idade média das linhas aéreas é bastante superior à que se verifica para as linhas subterrâneas, como se ilustra no quadro seguinte:

| Rede | Aérea | Subterrânea | Total |
|--------|-------|-------------|-------|
| 6,6 kV | 36 | 19 | 27 |
| 30 kV | 27 | 19 | 23 |
| 60 kV | 28 | 10 | 19 |

Fonte: ERSE, EEM (proposta de PIDRTD-RAM 2021)

Analisando a distribuição percentual das linhas de transporte e distribuição por faixa de idade (anos), verifica-se que a totalidade das linhas de 60 kV têm idade inferior a 40 anos, sendo que a idade de mais de 50% das mesmas se situa entre os 31 e os 40 anos, e que 11% das linhas de 30kV e 18% das linhas de 6,6 kV têm mais de 40 anos.



Fonte: ERSE, EEM (proposta de PIDRTD-RAM 2021)

O CT salienta que, de acordo com o plano proposto, o investimento em recuperação e substituição de ativos não se esgota ao nível da intervenção em linhas de transporte e distribuição, estendendo-se também ao nível dos projetos em subestações e postos de seccionamento.

Como referido anteriormente, esta área de atuação representa a maior fatia do investimento no período 2022-2024, com um montante de 32,2 M€ na rede de transporte (58% do total) e 5,5 M€ na rede de distribuição (57% do total).

Finalmente, o operador das redes elétricas da RAM refere que, embora os investimentos considerados no plano decorram essencialmente da substituição de ativos degradados, existe um conjunto importante de investimentos que decorre da alteração do nível de tensão de 30 para 60 kV, sobretudo ao nível das subestações, aproveitando linhas aéreas concebidas e instaladas para operarem a 60kV, apesar de numa fase inicial serem operadas a 30 kV.



2. Desenvolvimento de rede

A área de atuação “Desenvolvimento de Rede” representa a segunda maior fatia do investimento no período 2022-2024, com 19,4 M€ na rede de transporte (35% do total) e 4,1 M€ na rede de distribuição (42% do total).

Esta área de atuação compreende os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede (redução de perdas técnicas) e cumprir padrões de segurança e de qualidade de serviço. Nestes projetos realça-se a construção de subestações, aumentos de potência em subestações, reforços de linhas e remodelações profundas.

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador de redes da RAM, reportada a 2020, os principais elementos das redes de transporte e distribuição da RAM apresentam utilizações abaixo dos 70% ($U_t \leq 70\%$):

- Na rede AT de 60 kV, mais de 90% dos ativos apresentaram uma utilização abaixo dos 70%;
- Na rede MT (6,6 kV e 30 kV) a situação mantém-se mais favorável, sendo as linhas de 30 kV da ilha da Madeira o pior caso, em que 30% dos ativos apresentam uma utilização acima dos 70%;
- Para os restantes elementos de rede, verifica-se que 89% dos ativos apresentaram uma utilização inferior a 70%.

Finalmente, segundo o operador, um outro conjunto de projetos de desenvolvimento da rede de transporte estão associados à evolução do sistema electroprodutor, decorrente do plano de política energética regional, e da respetiva necessidade de garantir o escoamento de nova produção descentralizada, em particular da produção do planalto do Paúl da Serra e das centrais hidroelétricas da Calheta, a par do aumento expectável da componente fotovoltaica, sendo expectável uma maior concentração desta componente energética na zona sudoeste da ilha da Madeira.

A este propósito, o operador refere que o plano de política energética regional, traduzido nos planos de ação para a energia sustentável das ilhas da Madeira (PAESI-Madeira) e do Porto Santo (PAESI-Porto Santo), impõe metas exigentes que já deveriam ter sido alcançadas no ano de 2020 (50% de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis).

Assim, no que diz respeito à evolução da potência de produção instalada prevista no PDIRTD-RAM 2021, designadamente de origem renovável, observa-se um aumento de 72 MW na ilha da Madeira e de 8 MW na ilha de Porto Santo, num total de cerca de 80 MW.

Segundo o operador de redes elétricas da RAM, as principais dificuldades na gestão do sistema elétrico, particularmente para sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão, como é o caso das ilhas da Madeira e do Porto Santo, dizem respeito à gestão do sistema electroprodutor, que envolve, muitas vezes, uma componente significativa de produção a partir de fontes primárias de energia renovável intermitente. A variabilidade temporal destas fontes de produção e o tipo de sistemas de conversão utilizados têm levado, por vezes, à necessidade de impor restrições à integração desta produção, de forma a garantir a segurança do sistema.

Procura de Energia Elétrica

Um dos fatores ponderados na avaliação das necessidades de investimento do operador das redes elétricas da RAM refere-se às previsões da evolução da procura de eletricidade. Estas previsões são relevantes em termos de impactes tarifários resultantes da realização destes investimentos, e, como tal, o operador julgou relevante a sua inclusão na proposta de PDIRTD-RAM 2021.



Nas previsões da evolução da procura de eletricidade, o operador de redes da RAM teve em consideração os efeitos da atual crise sanitária desencadeada pela doença COVID-19, efeitos esses que se sentiram significativamente durante o ano de 2020, onde se registaram fortes decréscimos do consumo, nas ilhas da Madeira e Porto Santo (diminuição de 7,2% na RAM entre 2019 e 2020 do consumo referido à emissão).

Assim, tendo em consideração a evolução recente da procura e as projeções do PIB a nível nacional, as quais o operador das redes elétricas assume serem semelhantes na RAM, este adota três cenários de evolução da procura: Cenário Base; Cenário Inferior e Cenário Superior.

Como Cenário Superior, o operador das redes elétricas admite um acréscimo de 1% face à taxa de evolução do cenário base, enquanto, no cenário inferior, considera uma redução de 1% e 0,5%, respetivamente nas ilhas da Madeira e de Porto Santo.

| Cenários de evolução da Procura - Madeira | | | | | Cenários de evolução da Procura - Porto Santo | | | | |
|---|------|------|------------|------|---|------|------|------------|------|
| | Ano | Clnf | Real/Cbase | Csup | | Ano | Clnf | Real/Cbase | Csup |
| PDIRTD-RAM | 2017 | | 0.7% | | PDIRTD-RAM | 2017 | | 2.8% | |
| | 2018 | | -0.3% | | | 2018 | | -0.8% | |
| | 2019 | | 2.0% | | | 2019 | | 6.0% | |
| | 2020 | | -7.1% | | | 2020 | | -7.1% | |
| | 2021 | 1.0% | 2.0% | 3.0% | | 2021 | 4.5% | 5.0% | 6.0% |
| | 2022 | 2.6% | 3.6% | 4.6% | | 2022 | 1.0% | 1.5% | 2.5% |
| | 2023 | 1.6% | 2.6% | 3.6% | | 2023 | 0.0% | 0.5% | 1.5% |
| | 2024 | 0.0% | 1.0% | 2.0% | | 2024 | 0.5% | 1.0% | 2.0% |

Fonte: ERSE, EEM (proposta de PDIRTD-RAM 2021)

Desta forma, para o período em avaliação, o operador das redes elétricas optou por considerar os valores reais até 2020 e as taxas de evolução da procura correspondentes ao Cenário Base, prevendo que a recuperação, face a 2019, ocorra apenas em 2023.

O CT realça que, segundo o operador das redes, o aumento da procura não será nos próximos anos um dos objetivos estratégicos mais exigentes, nem um indutor de investimento no sistema elétrico da RAM.

O atual contexto de incerteza do sector energético cria um grau de imprevisibilidade que condiciona a realização de uma estimativa precisa sobre o desenvolvimento e evolução do consumo no sector elétrico da RAM.

B. Consulta Pública n.º 103, relativa à proposta de Plano de Desenvolvimento e de Investimento nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD- RAA 2021)

A Região Autónoma dos Açores (RAA) é constituída por nove ilhas dispersas que possuem sistemas elétricos independentes. Os sistemas electroprodutores das nove ilhas são caracterizados por diferentes opções tecnológicas influenciadas pelas potencialidades endógenas características de cada ilha.

Ao nível do consumo de energia elétrica, a ilha de São Miguel representa mais de metade do valor total das 9 ilhas e a ilha Terceira cerca de um quarto.

As ilhas de São Miguel, Terceira e Pico, por serem as de maior dimensão, possuem redes de transporte exploradas num nível de tensão superior ao da distribuição: 60kV (AT) na ilha de São Miguel e 30kV (MT) nas ilhas Terceira e Pico. Nas ilhas Graciosa, Faial e Flores as linhas de transporte que interligam centros produtores (e centros de distribuição, no caso das Flores), são exploradas com o mesmo nível de tensão das redes de distribuição dessas ilhas (15kV).

As redes de distribuição são exploradas a 15 kV, com exceção das ilhas São Miguel, 30 kV nas redes rurais e 10 kV nas redes urbanas de tipologia subterrânea e Santa Maria, exploradas a 10kV.

O CT constata que os investimentos a realizar na área do transporte e da distribuição na RAA têm como objetivos:

- I. Melhorar a qualidade de serviço técnica prestada aos clientes;



- II. Aumentar a resiliência das redes face a eventos fortuitos;
- III. Incrementar a capacidade de receção de produção renovável;
- IV. Melhorar a eficiência operacional da atividade de condução das redes;
- V. Renovar ativos degradados ou obsoletos ou cujo estado de conservação já não garanta a segurança de pessoas e bens.

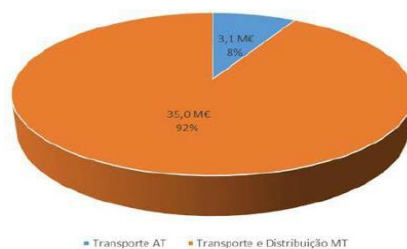
A exposição da RAA a altos níveis de salinidade e a frequentes intempéries implica a procura de soluções (técnicas e materiais) mais adequadas a essas condições de exploração das infraestruturas, o que conduz a um sobrecusto para esta atividade de negócio.

Pelo exposto advém a necessidade de ligação dos maiores centros produtores em pontos das redes com maior potência de curto-circuito, do aumento das interligações entre centros produtores e centros de distribuição e da implementação de soluções ao nível das redes de distribuição com vista a torná-las mais insensíveis a fatores externos.

PLANO DE INVESTIMENTOS 2022-2024

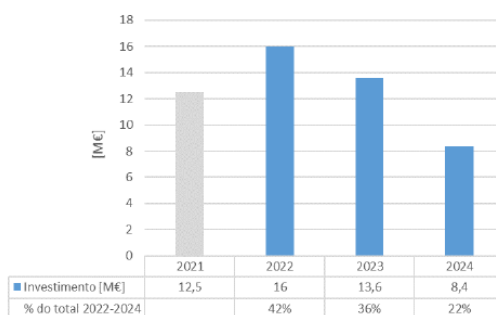
A proposta de PDIRTD-RAA 2021 apresenta, para o período de 2022 a 2024, um investimento total de 38,1 M€²⁴⁶, desagregado entre rede de transporte em AT e redes de transporte/distribuição em MT:

- I. 3,1 M€ na rede de AT (transporte);
- II. 35,0 M€ na rede de MT (transporte/distribuição).



Fonte: ERSE / EDA

Relativamente à desagregação temporal do investimento proposto no PDIRTD-RAA 2021, prevê-se uma evolução decrescente ao longo do período 2022-2024, com um investimento médio anual próximo de 12,7 milhões de euros por ano.

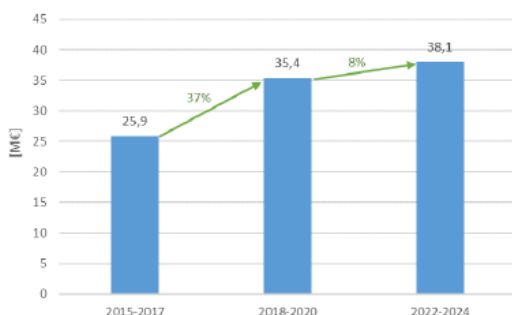


Fonte: ERSE / EDA

²⁴⁶ Custos totais

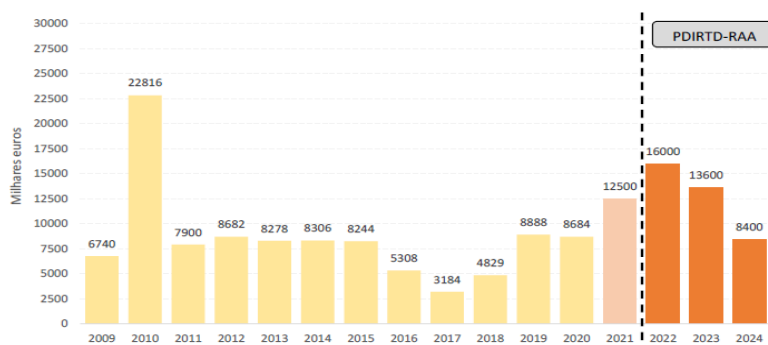


O CT constata que a proposta de PDIRTD-RAA 2021 apresenta a evolução do investimento por período regulatório, verificando-se um aumento no período 2018-2020, face ao anterior, de 37% e no período 2022-2024 de 8%, face ao período anterior.



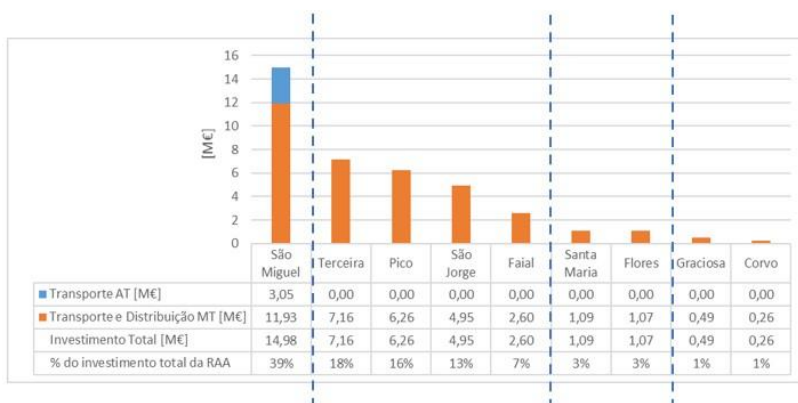
Fonte: ERSE / EDA

Através da figura seguinte verifica-se a evolução do investimento entrado em exploração nas redes de AT e MT da RAA, por comparação com o investimento previsto no PDIRTD-RAA 2021. Em média no período 2009-2020 o valor entrado em exploração correspondeu a 8,5 milhões de euros enquanto se prevê para o período 2022-2024 um valor médio planeado de 12,6 milhões de euros de investimento anual.



Fonte: ERSE / EDA

Deve evidenciar-se que o volume de obras no mercado se revela ciclicamente insuficiente para manter empreiteiros com capacidade de execução das obras propostas, com relevância acrescida nas ilhas mais pequenas, o que se traduz em atrasos na sua concretização e na consequente entrada em exploração.



Fonte: ERSE

O CT constata estarem previstos os seguintes volumes de investimento:

- • 15 Milhões de euros para São Miguel;



- 5,3 Milhões de euros para as ilhas Terceira, Pico, São Jorge e Faial;
- 1 Milhão de euros para as ilhas de Santa Maria e Flores;
- 0,4 Milhões de euros para as ilhas Graciosa e Corvo.

Este investimento está proposto segundo quatro vetores estratégicos

- Segurança de Abastecimento (SA);
- Qualidade de Serviço Técnica (QST);
- Eficiência Energética (EE);
- Eficiência Operacional (EO).

e englobado nos seguintes programas

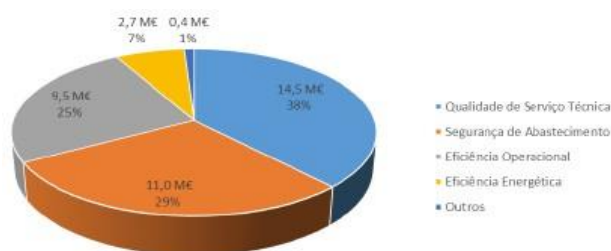
- Desenvolvimento de Rede;
- Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica;
- Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados;
- Automação, Supervisão e Telecomando da Rede MT;
- Automação de Subestações e Modernização de SPCC;
- Ligação a Postos de Transformação de Serviço Público;
- Beneficiações Diversas.

A relação entre estes programas e os vetores estratégicos está caracterizada na figura abaixo.

| Vetores de Investimento \ Programas de Investimento | Segurança de Abastecimento | Qualidade de Serviço Técnica | Eficiência Operacional | Eficiência Energética | Outros |
|--|----------------------------|------------------------------|------------------------|-----------------------|--------|
| Desenvolvimento de Rede | X | X | X | X | |
| Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica | X | X | X | | |
| Reabilitação e Substituição de Ativos Degradados | X | X | X | X | |
| Automação e Telecomando da Rede MT | | X | X | | |
| Automação de Subestações e Modernização de SPCC | | X | X | | |
| Ligação a Postos de Transformação de Serviço Público | X | | | | |
| Beneficiações Diversas | | | | | X |

Fonte: ERSE / EDA

A proposta de PDIRTD-RAA 2021 evidencia que os vetores estratégicos “Qualidade de Serviço Técnica” e “Segurança de Abastecimento” representam cerca de 38% e 29%, respetivamente, do total do investimento proposto.



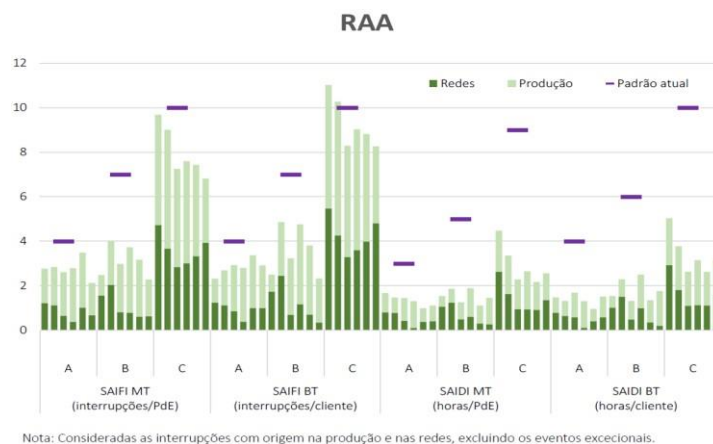
Fonte: ERSE / EDA



QUALIDADE DE SERVIÇO

No âmbito da Qualidade de Serviço Técnica, constata-se a preocupação pela melhoria da continuidade de serviço e da qualidade da onda de tensão, com redução das assimetrias entre ilhas ou localidades.

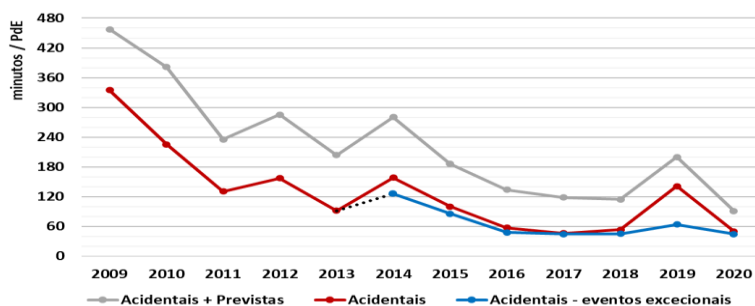
Evolução dos indicadores de continuidade de serviço por zona de qualidade de serviço



Fonte: ERSE

O indicador SAIDI MT da RAA, para interrupções com origem nas redes, apresentou uma tendência de melhoria até 2017, ano a partir do qual a melhoria ocorreu apenas ao nível das interrupções previstas.

Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes



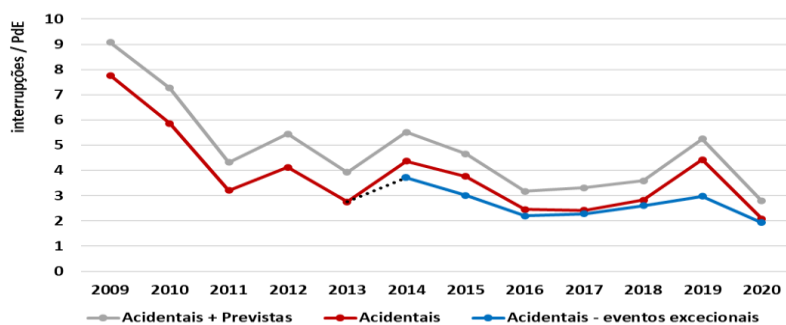
Fonte: ERSE / EDA

Os valores padrão de SAIDI foram, pontualmente, ultrapassados em algumas ilhas devido, sobretudo, a interrupções acidentais com origem na produção.

O indicador SAIFI MT da RAA, para interrupções com origem nas redes, apresenta uma tendência de melhoria. No entanto, é o indicador para o qual tem havido uma maior dificuldade em cumprir, ao nível de algumas ilhas, os valores padrão (máximos) estipulados no Regulamento de Qualidade de Serviço.



Evolução do indicador SAIFI MT para interrupções com origem nas redes



Fonte: EDA

Tendo em consideração os níveis de qualidade de serviço técnica da RAA, reconhece-se ser fundamental continuar a aposta na melhoria da continuidade de serviço.

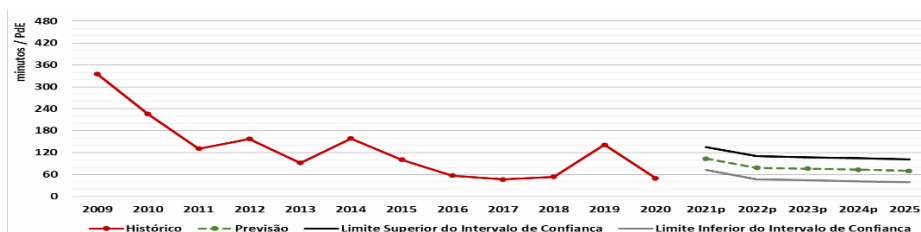
No PDIRTD-RAA 2022-2024 estão previstas as seguintes intervenções:

- I. o estabelecimento de novas linhas de distribuição para repartir cargas e/ou reduzir a extensão das linhas existentes;
- II. a introdução de possibilidades de recurso através da criação de anéis na rede de transporte e do estabelecimento de interligações na rede de distribuição;
- III. a introdução de aparelhos telecomandados para permitir a deteção e isolamento mais célere de defeitos;
- IV. o aumento da resiliência da rede face a fenómenos climatéricos adversos através do estabelecimento de rede subterrânea em áreas mais vulneráveis e/ou circuitos mais críticos;
- V. o aumento da resiliência da rede face à avifauna, através da implementação de novas soluções ao nível do projeto de linhas aéreas;
- VI. a renovação e reabilitação de ativos.

Segundo a EDA, a concretização dos projetos propostos no PDIRTD-RAA 2022-2024 irá contribuir para uma melhoria gradual da qualidade de serviço.

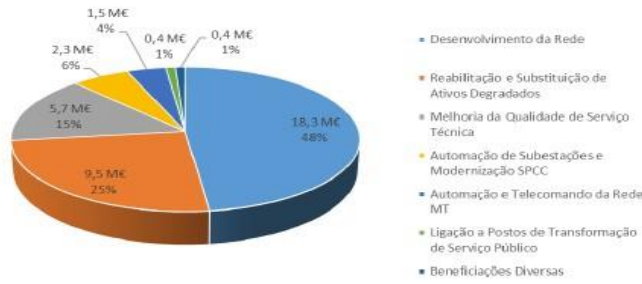
No que respeita ao SAIDI MT na região, a EDA estima uma redução do mesmo de 8,5 minutos/PdE, ao longo do período do plano 2022-2024, em relação ao valor previsto para o início de 2022. Ainda assim, o valor esperado do SAIDI MT para o início de 2025, de 69,9 minutos, ficará ligeiramente acima dos valores registados nos anos de 2017 a 2020 (com exceção do ano de 2019).

Evolução do indicador SAIDI MT para interrupções com origem nas redes



Fonte: EDA

Também ao nível do SAIFI, a EDA prevê uma melhoria no indicador.



Fonte: ERSE / EDA

Na identificação de novos investimentos no âmbito da “Reabilitação e Substituição de ativos degradados”, a EDA refere considerar a idade dos ativos em serviço nas redes, o seu índice de saúde e a sua criticidade para as redes.

EVOLUÇÃO DA PROCURA

O mercado da eletricidade da Região tem uma dimensão reduzida e dispersa pelas nove ilhas. A estrutura de consumo é, predominantemente, de comércio e serviços (incluindo serviços públicos), 41,4% do total, enquanto o consumo em utilizações domésticas e industriais representa, respetivamente 36,4% e 18,3%.

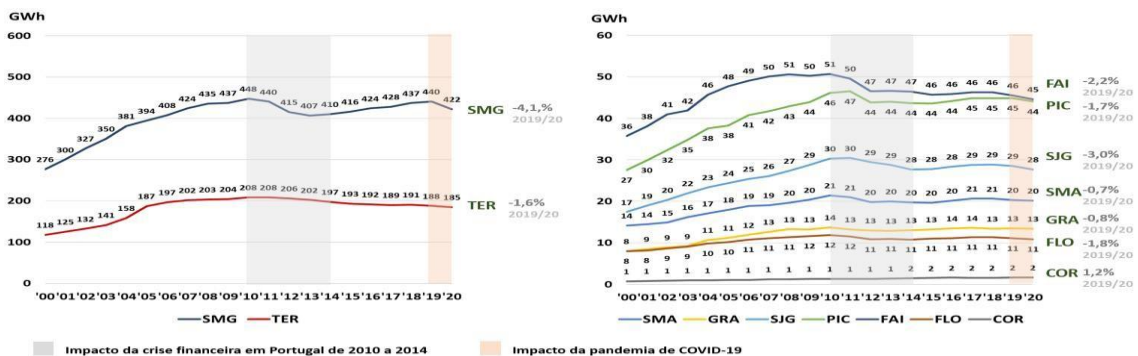
Nas ilhas de São Miguel e Terceira situam-se 73% do total de instalações de utilização que consomem cerca de 80% do valor global do consumo de energia elétrica.

Evolução da emissão mensal registada em cada ilha no ano de 2020



Fonte: EDA

Evolução da emissão de energia elétrica na RAA de 2000 a 2020

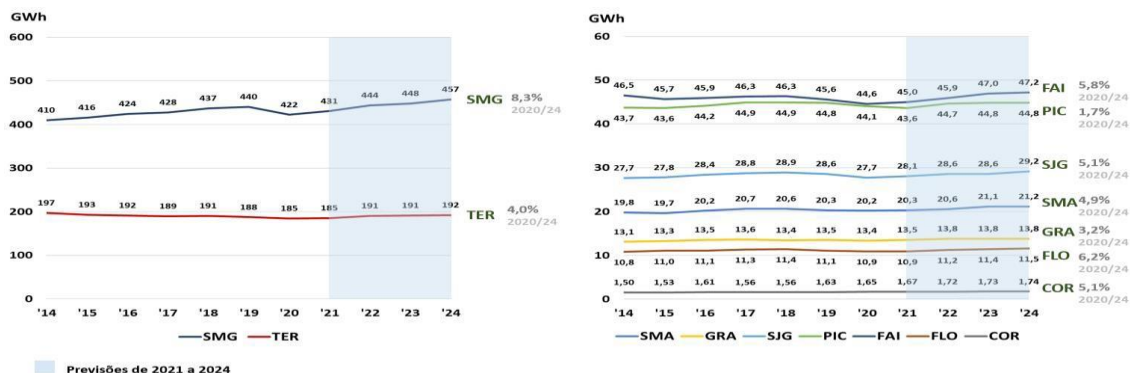


Fonte: EDA

É a seguinte a previsão da EDA para a evolução da emissão de energia elétrica na RAA de 2021 a 2024:



Emissão de energia elétrica na RAA de 2014 a 2020, e previsões de 2021 a 2024



Fonte: EDA

O CT constata, com base nestes dados, que apesar de a EDA considerar um aumento gradual para o consumo de energia elétrica na Região no período de 2021 a 2024, os valores previstos são inferiores aos máximos históricos verificados em 2010 e 2011 na maioria das ilhas. Para as ilhas de São Miguel, Graciosa e Corvo, prevê-se que sejam atingidos novos valores máximos históricos de ponta síncrona, ainda que não divirjam muito dos já registados.

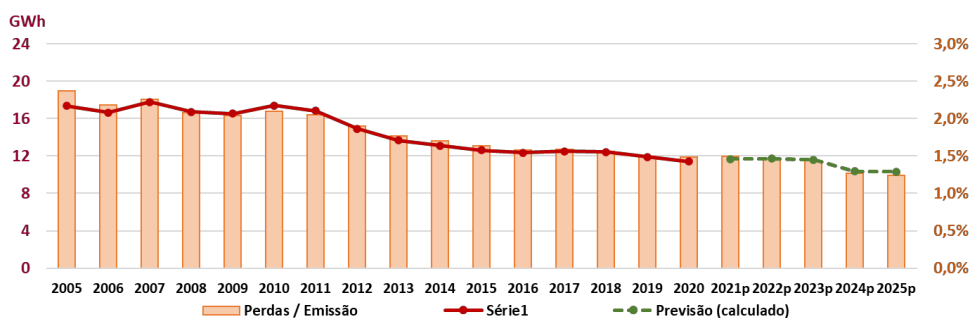
EVOLUÇÃO DAS PERDAS

As perdas nas redes MT da RAA variam muito de ilha para ilha e dependem de fatores, tais como: níveis de tensão a que são exploradas as redes, localização dos centros produtores de maior dimensão e dos maiores centros de consumo e eventual existência de produção distribuída.

A EDA não propõe, no PDIRTD-RAA 2022-2024, investimentos para redução de perdas nas redes, embora considere que alguns dos investimentos considerados noutros programas contribuam para essa redução.

Assim, a EDA prevê que o valor anual de perdas nas redes AT e MT da Região reduza cerca de 1,40 GWh em relação ao valor previsto para 2022, resultando num valor esperado para 2025 de 10,32 GWh.

Evolução das perdas técnicas nas redes AT e MT (GWh e % Emissão)



Fonte: EDA



III RECOMENDAÇÕES

Conforme referido anteriormente, o CT regista positivamente a apresentação desta primeira consulta pública de PDIRTD para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, não obstante numa análise detalhada, se identificarem algumas lacunas e insuficiências a saber:

1. Apesar da muita informação disponibilizada nas propostas de PDIRTD 2021 relativa a montantes de custos de investimento envolvidos, não existe um desenvolvimento aprofundado com informação quanto à monetização dos benefícios que estes investimentos irão proporcionar e correspondente análise custo-benefício, pelo que o CT recomenda que os planos sejam complementados com esta informação.
2. Verifica-se, igualmente, a ausência de uma análise dos impactos tarifários que estes Planos de Investimento terão nos consumidores.

O CT reitera a sua sugestão de pareceres anteriores no sentido de ser apresentada pela ERSE uma metodologia clara para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento, facilitando desse modo a análise e avaliação por parte deste Conselho.

3. A informação disponibilizada pelos operadores das redes elétricas não é suficiente para uma correta avaliação do mérito de alguns projetos de investimento propostos, designadamente no que tange ao conjunto de critérios que induzem a substituição de equipamentos e à explicitação dos casos em que o motivo esteja alicerçado em razões de política energética.

Adicionalmente o CT destaca que o RARI dispõe, no artigo 25º n.º 14 que “A cada 3 anos, os operadores das redes de cada uma das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no ano anterior ao início do período regulatório, devem apresentar um documento único relativo aos projetos de investimento que pretendem realizar nos próximos 3 anos nas respetivas redes de transporte e de distribuição, para aprovação da ERSE”.

Por sua vez, em 23 de agosto de 2021, o Regulamento N.º 785/2021 (RT), no seu artigo 183º, aprovou a alteração dos períodos regulatórios de três para quatro anos, pelo que, o próximo período regulatório será de 2022 a 2025.

Apesar das propostas de PDIRTD-RAM e de PDIRTD-RAA enviadas pelos respetivos operadores das redes elétricas, em 15 de junho de 2021, respeitarem o disposto no artigo 25.º do RARI, o qual apenas prevê o envio dos projetos de investimento para os 3 anos seguintes, a totalidade do próximo período regulatório, posteriormente estabelecido, não está abrangida.

O CT recomenda à ERSE a adequação do artigo 25º n.º 14 do RARI à duração do período regulatório estabelecido no RT.

IV CONCLUSÕES FINAIS

O Conselho Tarifário considera que o parecer da ERSE aos PDIRTD-RAA e PDIRTD-RAM deverá incorporar as recomendações do presente parecer.

Aprovado em 15 de outubro de 2021

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021)** ◆ [\[Consulta Pública n.º 100\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²⁴⁷

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer:

- O operador da rede de transporte (ORT) efetuou uma apresentação do PDIRT-E 2021 ao CT em 12 de maio de 2021;
- A ERSE remeteu ao CT uma apresentação do PDIRT-E 2021 ao CT em 21 de maio de 2021.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento²⁴⁸ contendo a "Proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 (PDIRT-E 2021)", cabendo ao CT emitir parecer até 16 de junho de 2021.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

ENQUADRAMENTO LEGAL

O Planeamento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) obedece a um conjunto de regras e obrigações previstas na legislação para o setor elétrico, de que se destaca, em particular, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

Assim, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações, o operador da RNT (ORT) deve elaborar, de dois em dois anos, nos anos ímpares, o Plano de Desenvolvimento e Investimento Decenal da Rede de Transporte (PDIRT-E), tendo por base o relatório de monitorização da segurança do abastecimento, a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

²⁴⁷ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

²⁴⁸ PCA da ERSE, de 03 maio de 2021.

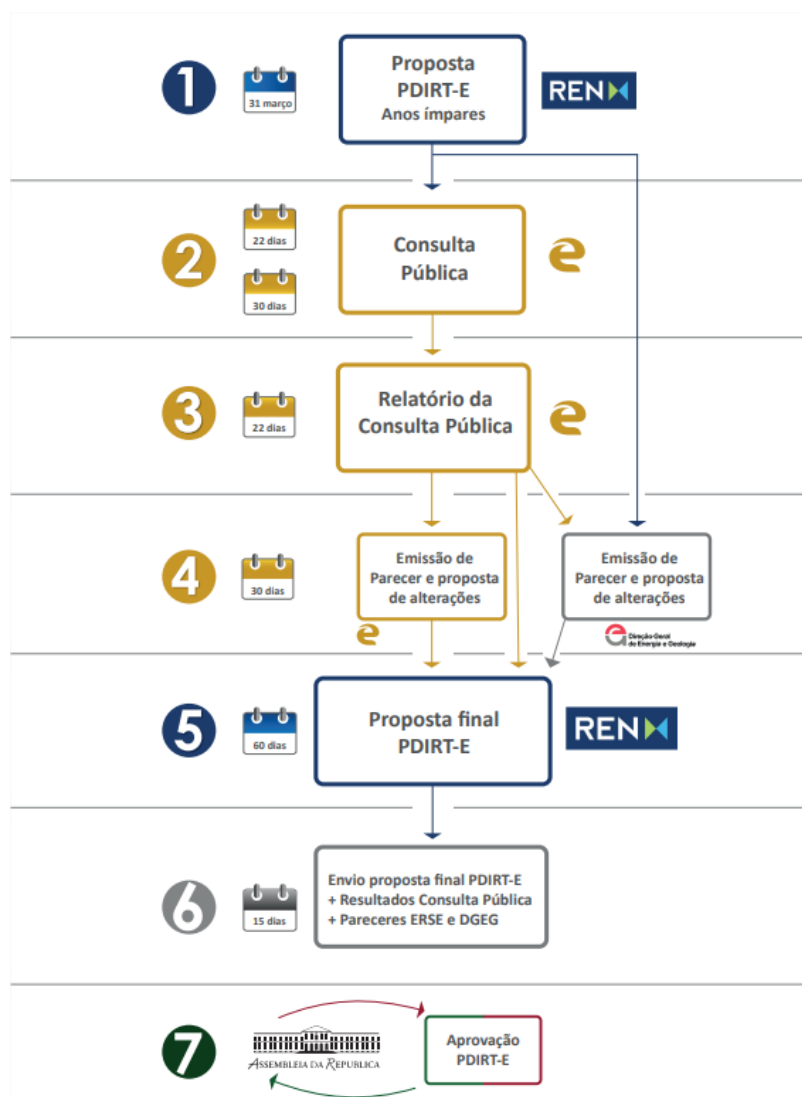


Nos termos da legislação em vigor, o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E é o seguinte:

- O ORT deve apresentar a proposta de PDIRT-E à DGEG e à ERSE, até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar;
- Recebida a proposta de PDIRT-E, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias;
- Nos 22 dias subsequentes, a ERSE elabora o respetivo relatório, que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNT;
- No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE, emitirem e comunicarem entre si e ao ORT o respetivo parecer, que pode determinar a introdução de alterações à proposta. O CT nota que:
 - i. o parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens;
 - ii. o parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a coerência do PDIRT-E com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, conforme previsto na alínea *b*) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, podendo a este respeito consultar a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia;
- Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o ORT dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT-E, que deverá ter em conta os resultados da consulta pública e incorporar as alterações determinadas nos pareceres emitidos;
- No prazo de 15 dias após a receção da proposta final do PDIRT-E, a DGEG deverá enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública;
- O membro do Governo responsável pela área da energia deverá submeter, no prazo de 15 dias, a proposta de PDIRT-E a discussão na Assembleia da República;
- A aprovação da proposta de PDIRT-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE, e, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, após discussão na Assembleia da República.
- Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRT-E, no prazo de 30 dias.



O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E encontra-se ilustrado na figura seguinte:



Fonte: ERSE (documento de Enquadramento da Proposta de PDIRT-E – Pág. 4)

II

ESPECIALIDADE

A. ANTECEDENTES

O PDIRT-E 2017 (com aplicação no período 2018-2027), na sua versão final, integrou muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública, bem como as principais recomendações contidas no parecer da ERSE, tendo sido aprovado, pelo Secretário de Estado de Energia, em 14 de fevereiro de 2019, prevendo um montante total de 535,2 milhões de euros em projetos de investimento, dos quais:

- 468,2 M€ relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022);
- 67 M€ relativos a um projeto proposto inicialmente para o segundo quinquénio que o concedente considerou ser necessário antecipar.



O ORT classificou e quantificou os projetos aprovados em:

- Projetos base: 240,0 M€;
- Projetos complementares: 295,2M€.

A proposta de PDIRT-E 2019, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2020-2029, sobre a qual a ERSE emitiu parecer em 13 de maio de 2020, dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017, apresentando propostas de investimento para o seu período de abrangência, propondo:

- 195,5 M€, para o primeiro quinquénio (2020-2024);
- 547,5 M€, para o segundo quinquénio (2025-2029).

Tendo em conta o contexto decorrente da pandemia da COVID-19 e da incerteza quanto ao futuro do sistema elétrico, agravado pela conjuntura que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar no tempo, a ERSE entendeu ser aceitável que, da aprovação da proposta do PDIRT-E 2019, não resultasse um aumento dos custos a suportar pelos consumidores, em sede de tarifas de acesso às redes elétricas.

Assim, no seu parecer, emitido em 2020, a ERSE recomendou que, *“na versão final de PDIRT-E 2019, a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNT solicitasse a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 83,6 milhões de euros. Em resultado dessa recomendação, o valor total de investimento na RNT no período de 2020-2024 ascenderia a 502,6 milhões de euros, valor que integrava o investimento aprovado no PDIRT-E 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRT-E 2019”*.

A ERSE refere, no documento de enquadramento à proposta de PDIRT-E 2021 que, até à data do lançamento da presente consulta pública, não teve conhecimento da aprovação da proposta de PDIRT-E 2019, pelo que o PDIRT-E 2017 é a última proposta aprovada, incluindo o montante de 161,9 milhões de euros a custos totais já aprovado relativamente ao período 2018-2027, partilhado com a atual proposta de PDIRT-E 2021 (2022-2031).

Não obstante o acima exposto, verificou-se a aprovação casuística de projetos do PDIRT, prática com a qual o CT discorda por considerar incoerente com o racional de uma cadeia de apreciação de Planos de Investimento, sem prejuízo dos ajustamentos que forem necessários introduzir à *posteriori*, ou mesmo da aprovação excecional de novos projetos considerados essenciais.

O ORT submeteu à ERSE, em 31 de março de 2021, a proposta de PDIRT-E 2021 para o período 2022-2031, agora em análise.

B. PDIRT-E 2021

1. Recomendações do parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2019

Em análise da proposta de PDIRT para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019 - [Consulta Pública n.º 83](#)), o CT emitiu as seguintes recomendações, que continuam atuais e pertinentes:

- O CT regista as tendências que igualmente refletem novos vetores de desenvolvimento a que assistimos, não só em Portugal, como no resto da Europa:
 - A cada vez maior penetração de produção distribuída, nomeadamente alavancada por um quadro regulamentar que permite que grupos de consumidores partilhem energia em autoconsumo coletivo (já a partir de 2020) ou que se venham a organizar em comunidades de energia renovável (em 2021);



- A possibilidade de participação dos consumidores nos serviços de sistema, mesmo que numa fase inicial apenas os grandes consumidores possam prestar esses serviços, e considerando também a possibilidade de, no futuro, existirem agregadores que permitam uma maior participação dos consumidores;
- Considera ainda o CT que estes fatores não deixarão de ter impacto no planeamento das redes de distribuição e, conseqüentemente, no da rede de transporte nacional.
- O CT faz notar a necessidade de se considerarem os níveis de carga na rede expectáveis e a possibilidade de se antecipar projetos sempre que se revelem adequados. Para prevenir eventuais estrangulamentos na operação das redes e em linha com o que foi defendido no último [parecer](#) do CT, sobre o PDIRT-E 2017, aconselha-se que se flexibilize este período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer;
- O CT aconselha que o ORT continue a acompanhar e a monitorizar, em articulação com o operador da RND, os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, de forma a traduzir esses efeitos no exercício de planeamento logo que a informação relativa a diferentes cenários de procura permita evidenciar as respetivas tendências;
- Entende o CT que seria benéfica a apresentação, por parte do ORT e sempre que possível, dos projetos de investimento alternativos analisados, bem como os resultados dessa comparação, de forma a permitir conhecer melhor a interpretação das conclusões decorrentes da aplicação da Metodologia Custo-Benefício (MCB);
- Defende o CT que os investimentos conducentes ao reforço de interligações a realizar carecem de estreita articulação com os seus congéneres europeus, nomeadamente no plano da sua planificação e execução, por forma a assegurar um retorno efetivo;
- Considera ainda o CT que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre o setor elétrico e o setor do gás, proporcionando uma maior integração intersectorial, numa lógica de *sector coupling*, em estreito alinhamento com a política comunitária;
- O CT volta a sugerir que se deveria consensualizar e estabelecer um quadro comum de metodologia analítica para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte;
- O CT também recomenda ao ORT a inclusão de cenários complementares e diversos dos pressupostos adotados na presente proposta, especialmente na dimensão e evolução positiva ou negativa da procura, para avaliação dos impactes tarifários;
- O CT considera que o exercício PDIRT-2019 já incorpora várias manifestações das alterações do paradigma de funcionamento do sector, como, designadamente, o seu alinhamento com as metas do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia em dezembro de 2018;

É, contudo, previsível que questões emergentes coloquem a necessidade de construir múltiplos cenários para o futuro das redes e, por consequência, a definição e priorização dos investimentos operacionais necessários. O CT recupera, entre outras, as seguintes questões:

a) A progressiva eletrificação da economia, patente nos diversos programas tendentes à descarbonização das nossas sociedades, vai coabitar com a tendência decrescente da intensidade elétrica no PIB, o que traduz uma maior eficiência na utilização dos recursos. O balanço deste movimento, incerto, irá impactar e tornar menos determinística a evolução da procura;

b) O desacoplamento entre a ponta síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT que atualmente é superior à do SEN, cujo crescimento é fortemente condicionado pela injeção na rede por produtores distribuídos e que vai influenciar uma fração relevante do investimento proposto pelo ORT no futuro;



c) O confronto entre os investimentos necessários ao crescimento das redes e uma gestão do consumo em ambiente cada vez mais "inteligente" poderá impactar a vida útil dos equipamentos das redes (entre outros, modificação do fator de envelhecimento), complexificando as decisões relativas à necessidade da sua substituição;

- O CT recomenda que o ORT, muito em particular e em articulação com a DGEG e a ERSE, monitorize atenta e continuamente os diferentes fatores que condicionam o desenvolvimento da RNT, para que se garanta que não sejam atingidos valores máximos de injeção e transporte de energia, não compatíveis com as necessidades e possibilidades de consumo e de exportação, num contexto do MIBEL e construção coordenada do Mercado Único de Energia, evitando o assumir de custos irrecuperáveis (afundados).

2. Enquadramento

A proposta de PDIRT-E 2021, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de suceder à proposta de PDIRT-E 2019, sem aprovação até à data, e pelo facto de o seu horizonte temporal abranger ainda projetos aprovados em sede de PDIRT-E 2017.

Na proposta em apreço, o ORT propõe, para o primeiro quinquénio (2022-2026), um montante de 392,0 milhões de euros, repartidos por 319,0 milhões de euros em projetos base e 72,9 milhões de euros em projetos complementares, e, para o segundo quinquénio (2027-2031), prevê um montante que ascende a 439,2 milhões de euros.

3. Evolução da proposta de PDIRT-E 2021 face às propostas de PDIRT-E anteriores

Nesta consulta pública, a ERSE propõe manter, como metodologia, os mesmos pressupostos que nortearam anteriores consultas públicas e a aprovação do PDIRT-E 2017, i.e., apesar da proposta do PDIRT-E 2021 apresentar propostas de investimento para os dez anos do seu período de abrangência, 2022 a 2031, apresenta, para análise com maior profundidade e para serem admitidos como passíveis de aprovação, unicamente, os projetos de investimento que se comprove serem necessários entrar em exploração durante o primeiro quinquénio de abrangência do plano – 2022 a 2026.

O quadro seguinte apresenta a sequência temporal, entre 2020 e 2026, dos montantes já aprovados relativos ao PDIRT-E 2017 e dos montantes apresentados na proposta de PDIRT-E 2021:

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E 2021)

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | TOTAL M€ |
|-------------------------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| PDIRT-E 2017 (já aprovado) | 26,7 | 245,2 | 111,3 | 47,3 | 38,9* | - | - | 469,3 |
| PDIRT-E 2021 (proposta em CP) | - | - | 24,9 | 38,0 | 72,4 | 75,2 | 181,6 | 392,0 |
| Total (milhões euros) | 26,7 | 245,2 | 136,2 | 85,3 | 101,3 | 75,2 | 181,6 | 851,5 |

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, adiado para 2024

Fonte: ERSE

4. Evolução da oferta de capacidade de produção

O CT não pode deixar de registar positivamente o facto de o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2020), referente ao período 2021-2040, ter sido publicado em outubro de 2020, permitindo incluir a informação de política energética e os cenários decorrentes na elaboração e análise da proposta do PDIRT-E 2021.



Esta disponibilidade é, aliás, essencial para quantificar a oferta e a procura no âmbito, não apenas da segurança de abastecimento, como também quanto às perspectivas de implementação e das necessidades estratégicas a satisfazer subjacentes às decisões de política energética.

No anexo 10.1 Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade (Anexo 2.II do RMSA-E 2020) apresentado com este PDIRT-E 2021 identifica-se o efeito do autoconsumo nos cenários de previsão da procura de eletricidade do RMSA-E 2020.

Figura - 40
Evolução prevista do autoconsumo da produção descentralizada – Cenários DGEG- 2020-2040

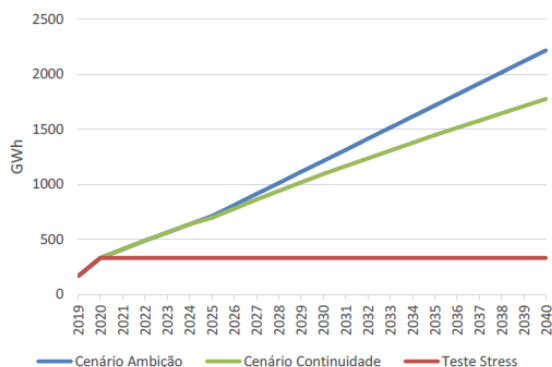
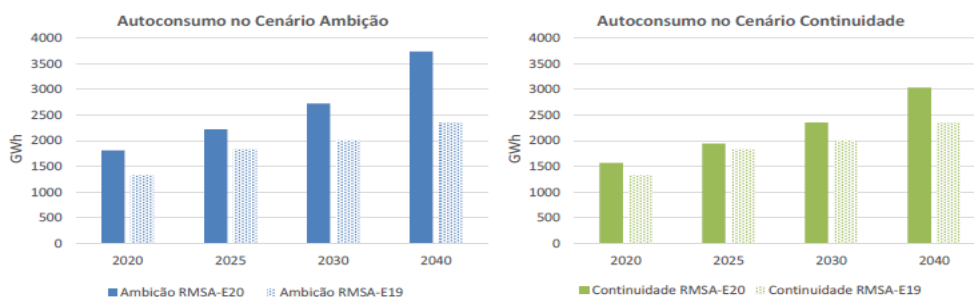


Figura - 50
Cenários de evolução prevista do autoconsumo. RMSA-E20 vs RMSA-E19



Não cabendo ao CT a avaliação técnica do planeamento proposto, em particular no contexto da questão colocada, este não pode deixar de referir que a consideração das metas do RMSA está explicitamente mencionada pelo ORT, sendo igualmente confirmada a sua correta consideração no parecer do INESC-TEC de 21 de abril de 2021, anexo à presente consulta pública.

De acordo com o PDIRT-E 2021, a atribuição de 1,5 GW de potência para a ligação de unidades de pequena produção (UPP) e unidades de produção para autoconsumo (UPAC), unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência, para um número alargado de subestações da RNT, um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT, por forma a transitar energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção.

Efetivamente, ainda de acordo com o PDIRT-E 2021, terá sido já identificado um conjunto de subestações da RNT nas quais a potência de transformação MAT/AT vê ultrapassada a sua capacidade em n-1, nalguns casos em valores suscetíveis de suscitar preocupação ao nível da segurança de operação.



No sentido de reduzir estas limitações, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui o reforço da capacidade de transformação MAT/AT para 8 subestações, conforme exposto na tabela abaixo.

| Subestação | Potência [MVA] | Ano |
|----------------|----------------|------|
| Castelo Branco | 170 | 2024 |
| Bodiosa | 170 | 2024 |
| Portimão | 170 | 2024 |
| Tavira | 170 | 2024 |
| Falagueira | -63 +170 | 2025 |
| Alqueva | 170 | 2025 |
| Estremoz | 170 | 2025 |
| Carvoeira | 170 | 2026 |

O CT reconhece a relevância destes projetos para a adequada integração da produção descentralizada nas redes, com vista aos objetivos nacionais de transição energética, salientando a importância de que seja salvaguardada uma adequada coordenação entre ORT e ORD na preparação das redes para acomodar os pedidos de ligação deste tipo de produção, com vista ao cumprimento das metas e objetivos da transição energética.

A evolução futura da potência ligada está dependente de muitos fatores fora do controlo dos operadores de rede, pelo que considerar cenários de planeamento sem uma análise da reação no tempo às políticas de incentivo do Governo pode ser contraproducente à qualidade e tempestividade das decisões de curto e médio prazo.

O CT entende que, sem prejuízo das decisões de investimento nos próximos três anos, as soluções subsequentes poderão ser ajustadas, em particular as de médio e longo prazo, uma vez que o ciclo de PDIRT-E é bienal, permitindo assim aferir a consolidação das opções iniciadas.

O CT insta a ERSE a fazer o acompanhamento da adesão dos agentes e dos consumidores às opções de política energética que são disponibilizadas na lei, tendo por base os valores verdadeiramente verificados, em concertação e diálogo com a DGEG.

5. Análise da procura

a. Procura

O RMSA-E define um conjunto de cenários que são tidos em conta para a monitorização da segurança do abastecimento e permitem ao decisor tomar medidas de forma a garantir os adequados níveis de cobertura da procura e outros indicadores de segurança do abastecimento relevantes para a política energética.

Na elaboração da presente proposta de PDIRT-E 2021, foi tido em consideração o RMSA-E 2020, observando-se as mais recentes orientações de política energética e as metas consagradas no PNEC 2030, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho.



No RMSA-E 2020, aprovado por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 30 de dezembro de 2020 e referente ao período 2021-2040, são apresentados quatro cenários de crescimento da procura:

- (i) o cenário continuidade, no qual se estabelece uma evolução inferior e uma outra central;
- (ii) o cenário ambição suportado numa expectativa de maior penetração dos veículos elétricos e da produção descentralizada e disseminação de UPAC e UPP, no qual, para além de uma evolução central, se define uma evolução superior (incluindo uma sensibilidade à estagnação do autoconsumo – teste de *stress*).

Os quatro cenários de evolução da procura apresentam taxas de crescimento médio anual, no período de 2022 a 2031, entre um mínimo de 0,9% para a inferior continuidade e um máximo de 1,9 % para a superior ambição e para o período 2022-2026, taxas que variam entre 0,3% e 1,4%.

Para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes cenários, o PDIRT-E 2021 utiliza o de evolução mais moderada (cenário Central), correspondendo a uma taxa de crescimento médio anual de 1,5% para o período 2022-2031, o qual representa um crescimento de consumo, que contraria a tendência de decréscimo registada nos últimos dois anos (2,1%).

No que tange aos impactos tarifários, o ORT considerou um cenário de consumo constante ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2021, com vista a eliminar da análise o efeito consumo.

Adicionalmente, foi apresentada uma análise de sensibilidade sobre os impactos tarifários no preço médio do acesso às redes, considerando os cenários extremos de consumo previstos no RMSA-E 2020 – cenário inferior continuidade e cenário superior ambição. Esta última parte de um valor de consumo de cerca de 3% abaixo do valor estimado pela ERSE na fixação das tarifas de 2021 e, em 2026, a previsão de consumo é de cerca de 2% abaixo do valor de tarifas de 2021.

O CT reconhece que os efeitos tarifários dos investimentos do PDIRT-E 2021 são importantes para aferir, pelo menos em tese, o esforço potencial dos utilizadores da rede. Contudo, afigura-se imprescindível que esse impacto seja analisado nas diversas dimensões da questão, devendo não só internalizar o efeito da modificação do parque electroprodutor, motivado pelos instrumentos de política energética, mas também o efeito direto do contributo dos novos utilizadores (consumidores e produtores, nomeadamente, destes últimos, aos quais lhes foi atribuída reserva de capacidade nos procedimentos concorrenciais de solar de 2019 e 2020).

Destinando-se os investimentos em causa a dar cumprimento às exigências legais e estratégicas da transformação da base de geração do SEN imposta pela transição energética, a sua necessidade é, de facto, não exclusivamente dependente das cargas e menos sensível ao perfil de consumos médios anuais ou mesmo sazonais, como a ponta histórica da carga ocorrida em janeiro de 2021, em plena pandemia, veio demonstrar.

A ligação de produção renovável e a consideração de trânsitos de energia significativos entre áreas de produção distintas e longínquas, hídrica, solar e eólica, e o seu encaminhamento aos polos de consumo, em função da disponibilidade do recurso em cada momento – faixa litoral oeste e faixa sul/Algarve (neste caso afetada de elevada sazonalidade), são intrínsecos às opções de transição energética e fortemente apoiados no serviço das redes.

Assim, a questão tarifária é uma das dimensões a considerar num quadro que deve incluir a visão integral do custo da energia para os consumidores e o impacte da energia renovável no setor energético.

O CT considera que esta dimensão, do efeito do investimento no custo global da energia, pode ser integrada no futuro para que os consumidores melhor identifiquem os efeitos totais das medidas de

planeamento propostas, onde se devem incluir as contribuições para o SEN e a evolução da referência de preço da eletricidade.

O CT destaca que as simulações efetuadas pelo ORT permitem enquadrar os impactos do plano de investimentos para cenários de consumo extremos, nomeadamente ao considerar cenários de procura inferiores aos previstos pela ERSE no cálculo de tarifas do ano em curso (2021).

Neste contexto, o CT entende que, para o referencial tarifário do PDIRT-E 2021, deve ser considerado o consumo refletido nos cenários do RMSA que também internalizam os diversos efeitos, nomeadamente a eficiência energética, a mobilidade elétrica, o autoconsumo e a produção distribuída.

b. Ponta síncrona da RNT

A rede deve dar resposta, tanto às solicitações associadas às pontas síncronas de carga (e, a um nível mais desagregado, às pontas de carga locais), bem como às pontas de utilização da RNT.

A ponta síncrona de carga do SEN apresentou, ao longo dos primeiros anos deste século, uma evolução com valores superiores aos da Ponta da RNT, situação que se manteve até 2015.

A partir de 2012 observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da ponta da RNT, constatando-se, a partir de 2016, um valor da ponta da RNT sempre superior ao da ponta síncrona do SEN, conforme mostra o gráfico da figura seguinte.

Figura - 1
Evolução da ponta síncrona de carga e da ponta da RNT



Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

A relação entre o consumo e a ponta síncrona de carga em Portugal continental alterou-se nos últimos anos, refletindo-se esta alteração numa maior separação entre a ponta síncrona e o somatório das pontas por ponto de entrega (PdE), com impactos diferenciados na adequação da rede e da transformação local em cada PdE.

Eventuais alterações pontuais do comportamento e evolução destas duas curvas da ponta, a síncrona e a da RNT, devem ser analisadas com prudência, permitindo acumular experiência e informação adicional para permitir acompanhar alterações estruturais que venham a ocorrer, identificando alterações de natureza conjuntural que devem assim ser consideradas em contexto de planeamento.

Assim, o CT concorda com a abordagem do PDIRT-E 2021 tendo em conta que a alteração pontual mencionada, da inversão da tendência de desacoplamento verificada entre ambas desde 2016 nos primeiros meses de 2021 que por isso deve estar em observação, mas não ser considerada.



6. Classificação e caracterização dos projetos de investimento e decisão final de investimento.

À semelhança das duas últimas propostas de PDIRT-E, o ORT mantém a classificação dos projetos de investimento em projetos base e projetos complementares.

6.1 Projetos base e projetos complementares

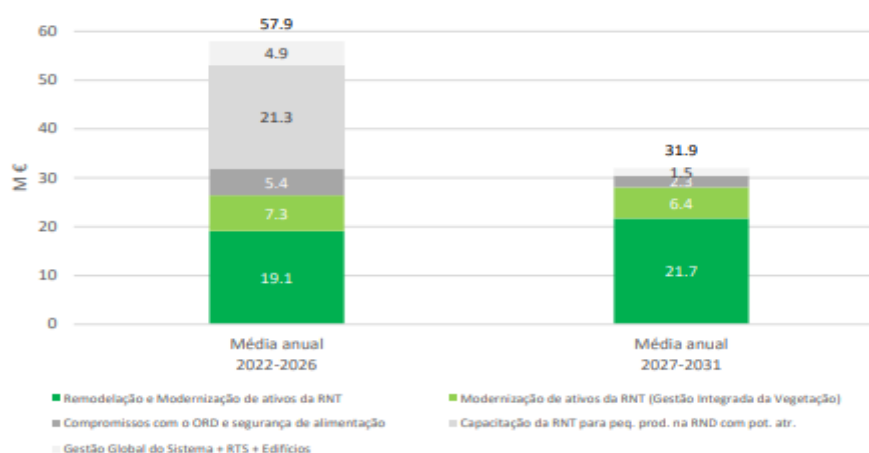
Nos projetos base estão incluídos os projetos que o ORT considera ter necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de pessoas e bens, do ambiente, da fiabilidade e operação da rede, bem como a continuidade de fornecimento.

Fazem também parte deste conjunto projetos cujo objetivo é dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente aos reforços de alimentação à RND, incluindo os considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, e ainda projetos no âmbito da gestão global do sistema.

O investimento médio anual previsto para os projetos base no período de 2022-2026 é de 58 M€ e para o quinquénio 2026-2031 de 32 M€.

Figura - 6

Projetos Base – Transferências para Exploração nos períodos 2022-2026 e 2027-2031 (valores médios anuais)⁷



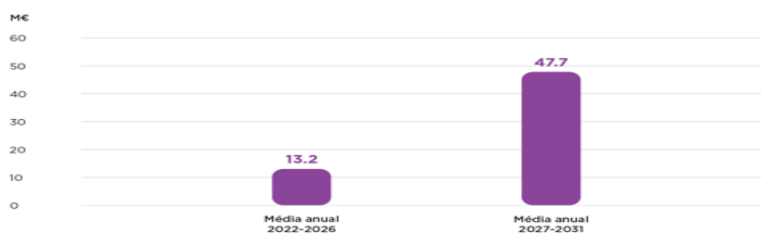
⁷ montantes a CDE

Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

O grupo dos projetos complementares, na perspetiva do ORT, incorpora projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, em particular os associados a questões de política energética (nomeadamente ao encontro das metas definidas em sede de RMSA-E 2020 e PNEC 2030) e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do concedente.

No período 2022-2026 (primeiro quinquénio do PDIRT), o volume de transferências para exploração em média anual representa um montante da ordem dos 13,2 M€. Já no período 2027-2031 (segundo quinquénio do PDIRT), os valores médios anuais ascendem a 47,7 M€.

Figura - 10

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2022-2026 e 2027-2031 (valores anuais médios)¹¹¹¹ montantes a CDE

Fonte: PDIRT-E 2022-2031, março 2021

Neste sentido, o CT considera adequada esta organização da proposta de PDIRT-E 2021, ao permitir discriminar os projetos necessários para garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, dos projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT.

Contudo, o CT entende que a informação disponibilizada na proposta podia ser melhorada, dando uma maior visibilidade do contexto em que alguns dos investimentos virão a ocorrer (e.g., não é apresentado em que contexto o aumento previsto para a capacidade instalada proveniente de fontes renováveis intermitentes acontecerá e, por consequência, não aparece justificada a distribuição territorial do investimento para aumento da capacidade).

Adicionalmente, apesar do ORT reconhecer que a existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (DSR) pode ser uma ferramenta útil para a gestão das redes e para a garantia dos níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento adequados (sendo, aliás, já hoje uma realidade em muitos mercados), a construção do edifício que permita a sua implementação e exploração prática nos sistemas elétricos pelos operadores e consumidores, bem como o seu acesso aos mercados de energia elétrica, carece de legislação e regulamentação própria, sem a qual não se afigura possível ter o enquadramento e as regras de funcionamento que possibilitem tirar um partido efetivo da gestão ativa da procura.

Assim, o CT insta o regulador a promover iniciativas no quadro regulamentar, que permitam otimizar o uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN, tirando partido da penetração de tecnologias e investimentos de flexibilidade.

6.2 Decisão final de investimento (DFI)

A proposta de PDIRT-E 2021 divide-se em dois quinquênios, de distinta densificação e consolidação dos investimentos:

- (i) o primeiro, com uma descrição mais completa dos projetos e com uma calendarização mais precisa;
- (ii) o segundo, apresentado como uma perspectiva de cariz apenas indicativo.

Nessa medida, os projetos base mais urgentes para uma DFI são os que maioritariamente se encontram inscritos com transferências para exploração no período 2022-2026 e que o ORT entende no âmbito das suas competências não poderem aguardar pela apreciação em próxima edição do PDIRT-E (PDIRT 2024-2033).

Tendo por base o previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, sobre o procedimento de elaboração do PDIRT-E (Art.º 36.º-A) a decisão do membro do Governo responsável pela área da Energia relativamente ao presente Plano poderá vir a ser tomada no final de 2021, princípio de 2022.

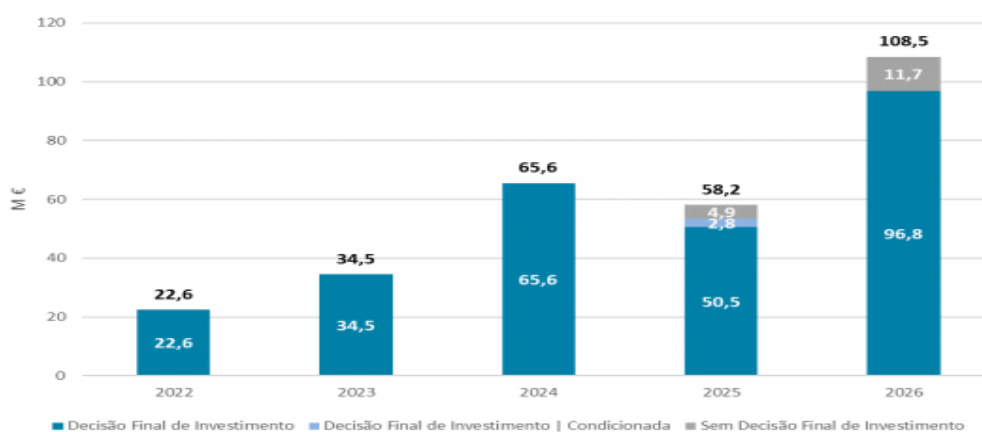


Deste modo, todos os projetos com datas-objetivo até 2024 (inclusive) e alguns de maior complexidade até 2026 (inclusive) deverão ser decididos no presente quadro de apreciação do PDIRT-E 2021.

Projetos únicos com realização temporal alargada e com interdependência direta nos critérios anteriores, deverão ser alvo de DFI conjunto de modo a não inviabilizar os objetivos estabelecidos para o projeto como um todo.

O montante global de investimento, a CDE, que carece de DFI neste ciclo de apreciação do PDIRT-E 2021 é de aproximadamente 272,8 M€, sendo que deste valor, cerca de 2,8 M€ encontra-se explicitamente condicionado a factos a serem verificados após a conclusão da elaboração da presente edição do PDIRT-E, nomeadamente a evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT a reavaliar até 2023.

Figura – 4-4
Transferência para Exploração 2022-2026 | *Decisão Final de Investimento*²²



Fonte: PDIRT- E 2022-2031, março 2021

7. Análise multicritério/custo-benefício

O relatório de avaliação do PDIRT-E 2021 realizado pelo INESC-TEC de 21 de abril de 2021, coloca lado a lado os instrumentos de planeamento de operadores de rede europeus relevantes considerando que este documento está alinhado com os congéneres europeus e reflete a informação adequada à informação e critérios disponíveis e em uso corrente nos diversos países.

Neste contexto, o CT sublinha que, sem prejuízo de uma melhoria contínua, de resto evidenciada na integração das recomendações da própria ERSE, nas edições de PDIRT, com informação objetiva que seja possível introduzir em futuros PDIRT, deve ser sempre considerado um modelo alinhado com as práticas europeias, nomeadamente o que está subjacente à elaboração dos planos decenais à escala europeia.

Como já referido relativamente à questão anterior, o CT entende que este mecanismo deve resultar da disponibilidade da informação necessária e da capacidade de aceder a dados com maturidade relevante, sendo esse quadro acordado previamente com os operadores.

Pelo exposto, será difícil, no entender do CT, avaliar no curto ou médio prazo esses benefícios de forma intercalar. Tendo em conta a natureza dos benefícios ser muitas vezes difusa ou dificilmente quantificável, e o facto de ter pontualmente pouca relevância numa observação curta traduzida numa amostra reduzida. Os efeitos serão observáveis de forma estatisticamente relevante apenas no longo prazo. O quadro de



validação dos benefícios deve ser por tudo isto particularmente cuidado para evitar leituras distorcidas, positiva ou negativamente, devendo, para o efeito, ser desenvolvida uma proposta metodológica adequada.

8. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

A proposta de PDIRT-E em apreciação salienta a importância e a necessidade de manter elevados critérios de qualidade e segurança de toda a infraestrutura por forma a salvaguardar pessoas e bens. Com este objetivo a RNT cumpre com um conjunto de critérios técnicos dos quais se destacam os “*Padrões de segurança para planeamento da RNT*”, constantes do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), transcrito no anexo I do relatório do PDIRT-E.

O ORT salienta que “*o não cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas)*” e conclui que “*da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais adequada, tendo em consideração as vertentes técnica e económica dos diferentes projetos*”.

A panorâmica geral do investimento dos projetos base e em particular o quadro 4-3 (pág. 91) que sumariza as transferências para a exploração, por projeto, no quinquénio 2022-2026 apresenta um equilíbrio entre soluções de remodelação e substituição de equipamentos que se torna mais evidente na tabela resumo elaborada a partir do referido quadro. No quinquénio 2022-2026, os projetos de remodelação atingem um valor estimado de 43,7 M€, enquanto o montante previsto para substituição de equipamento culmina no valor de 32,4 M€, o que evidencia contenção por parte do ORT.

| Projetos | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | Total |
|--------------------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Remodelação (M€) | 3,8 | 13,5 | 18,7 | 5,8 | 1,9 | 43,7 |
| Substituição (M€) | 2,8 | 8,4 | 4,3 | 14,0 | 3,1 | 32,4 |
| Monitorização de ativos | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 2,5 |
| RAAC* - Infraestrutura | - | 0,6 | 3,4 | 4,9 | 3,5 | 12,4 |
| RAAC – Gestão Integrada da Vegetação | 10,6 | 6,7 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 36,5 |
| Novo investimento | 4,9 | 4,9 | 32,4 | 25,7 | 90,1 | 158 |
| Total | 22,68 | 34,6 | 65,7 | 57,3 | 105,5 | 285,7 |

*Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Tabela resumo de projetos base de investimento

O ORT salienta que “*apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2026, uma vez que os projetos de modernização de ativos, os quais constituem a maior parte do investimento dos Projetos Base, não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de cinco anos*”. O CT considera sensata esta opção, questionando até se os esforços preditivos a mais curto prazo não são alvo de um grau de incerteza, potenciado pela subjetividade da análise multicritério/custo-benefício.

Salienta-se que “*uma parte dos ativos em exploração está a operar no limite do seu tempo de vida útil*”, afirmação que se deve suportar nos indicadores de estado (IE) dos ativos bem como os respetivos índices



de criticidade (IC) utilizados no âmbito da análise multicritério custo benefício como auxiliar à decisão na remodelação e modernização de ativos.

O indicador de estado é calculado através de seis critérios²⁴⁹ variando entre 1 e 10 (sendo 10 a melhor classificação).

O ORT confirma no PDIRT que *“os projetos de remodelação e modernização de ativos, se enquadram nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil. Esta abordagem apoia-se na gestão do risco que o ORT realiza sobre os ativos da Concessão, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado e integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha.”* O ORT refere ainda que esta abordagem tem permitido evitar encargos de cerca de 817 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade.

Não obstante a subjetividade na quantificação do IE, como o próprio ORT destaca ^[2], o CT entende que, conjugado com o IC, é uma quantificação relevante na avaliação para decisão da remodelação e modernização de ativos, no âmbito da análise multicritério. Embora se entenda que um indicador mesmo composto não traduz de forma completa a complexidade da ponderação da decisão e a medida dos riscos objetivos subjacentes, o CT questiona se não seria possível encontrar uma metodologia complementar que produzisse um indicador para sinalizar um ativo como potencial candidato à substituição/remodelação, sendo claro que o nível de risco operacional tolerado pelo ORT será sempre um ato de gestão no âmbito do cumprimento do contrato de concessão e das obrigações de segurança que lhe estão impostas.

Resiliência e adaptação às alterações climáticas

O ORT elenca um conjunto de projetos com impacto na resiliência das infraestruturas às alterações climáticas, em particular no seu quadro 4-15 (pág. 126). Deste quadro destacam-se os seguintes projetos:

- PR 2119 – Resiliência e adaptação às alterações climáticas – gestão integrada da vegetação;
- PR 2123 – Resiliência e adaptação às alterações climáticas – infraestrutura.

O primeiro projeto (i.e. PR 2119) pretende a manutenção de *“uma baixa carga de combustível nas faixas de proteção, que o ORT se propõe garantir através de ações cíclicas de gestão da vegetação e reconversão do uso do solo naqueles espaços”* (anexo 7 – fichas dos projetos base, pág. 11).

O CT reconhece a necessidade destas intervenções, contudo as verbas de investimento à gestão integrada da vegetação (36,5 M€ no quinquénio) não apresentam o grau de desagregação que permita ajuizar as medidas propostas de forma completa.

O ORT afirma que *“este projeto não realiza intervenções diretas na infraestrutura, mas objetiva a criação de condições de redução da vulnerabilidade das mesmas, face, por exemplo, a incêndios e a ventos fortes.”*

Estas intervenções têm uma vida útil superior a 1 ano e geram benefícios económicos futuros permitindo a redução de gastos anuais de OPEX. A contabilização e reconhecimento nas demonstrações financeiras como OPEX ou CAPEX deve seguir os normativos contabilísticos em vigor e auditados por entidade externa independente.

²⁴⁹ (i) idade, (ii) estado, com base em inspeções e análises periódicas; (iii) disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência; (iv) *know-how* interno e externo; (v) disponibilidade de peças de reserva; (vi) desempenho.

^[2] O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente, tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.



O ORT propõe-se incrementar a resiliência e adaptação às alterações climáticas nas linhas e outros equipamentos, apresentando um conjunto de projetos com impacto na infraestrutura. Em particular, o projeto PR 2123 destina-se à infraestrutura, apresentando uma verba acumulada no primeiro quinquênio que ascende a 12,4 M€ e visa essencialmente ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1950 e 1960 (anexo 7, fichas dos projetos base, pág. 9).

A intervenção deverá abranger uma extensão de aproximadamente 140 km de linhas. As intervenções serão *“focadas na infraestrutura, com reforços ao nível das estruturas metálicas e suas fundações, e adequação das condições de regulação de cabos condutores e de guarda, sob uma ótica de convergência com a norma europeia e portuguesa NP EN 50 341”*. Após a intervenção prevista pelo projeto ocorre uma melhoria do indicador do estado do ativo, em 4 pontos, segundo a escala anteriormente identificada.

9. Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento

Na proposta de PDIRT-E 2021 apresentada a consulta pública é referido que, acompanhando a evolução local das cargas, de forma alinhada com o plano de desenvolvimento e investimento da RND, e tendo presente a melhoria das condições de alimentação e operacionalidade da RNT, são contempladas algumas ações que visam assegurar as condições de segurança do abastecimento e da continuidade do serviço, bem como os investimentos destinados a garantir os requisitos dos padrões de planeamento e da qualidade de serviço regulamentar.

De acordo com a proposta, estas medidas abrangem projetos como sejam:

- a instalação de articulação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima, apoiando a rede local de 150 kV a partir do nível de 400 kV, incluindo a melhoria das condições de ligação à subestação de Vila Fria;
- o reforço de transformação na futura subestação de Divor;
- a instalação de meios para compensação de reativa na RNT.

No entender do CT, a proposta elenca de forma adequada os projetos que mais relevo têm para assegurar a segurança de abastecimento e os compromissos com o ORD.

Por seu lado, a proposta de PDIRT-E 2021 inclui também projetos que visam permitir a capacitação da RNT para integração de pequena produção com potência atribuída na RND.

Sobre este tema, o ORT destaca que a atribuição de cerca de 1,5 GW de potência para a ligação de UPP e de UPAC, unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT num número alargado de subestações da RNT, para permitir a transferência de energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção.

Ainda sobre este tema, o ORT refere que, ao longo do tempo, função do consumo e da produção em cada ponto de entrega da RNT, este movimento vai assumindo diferentes expressões, acontecendo que em diversas subestações o sentido predominante de fluxo é da RND para a RNT.

De acordo com o referido pelo ORT na proposta de PDIRT-E 2021, a entrada em operação da nova potência referida acima traduz-se num esforço adicional sobre a potência de transformação MAT/AT já instalada, levando a que, nalgumas subestações, esta se torne insuficiente e coloque em causa a segurança n-1 na alimentação a consumos, para além de criar condições para potenciais sobrecargas na própria estrutura malhada da rede MAT.

No sentido de mitigar este risco, o ORT propõe o reforço da potência de transformação instalada em oito das atuais subestações da RNT e a construção de duas novas linhas a 400 kV.



O CT concorda com a preocupação presente na proposta de salvaguardar o reforço dos prontos de fronteira entre a RNT e a RND, com vista a permitir o devido escoamento dos fluxos de potência sem comprometer as condições de segurança de operação das redes.

Conforme se evidencia no ponto deste parecer relativo à coordenação entre o ORT e os ORD, o CT considera que a articulação entre o ORT e os ORD é essencial para agilizar, de forma eficiente para o SEN, o contributo da produção descentralizada ligada à RND para o cumprimento das metas e dos objetivos da transição energética.

10. Gestão global do sistema

A proposta do PDIRT-E 2021 considera, no segmento de Projetos Base, um conjunto de investimentos associados à gestão global do sistema, nomeadamente investimentos associados à operação da rede, investimentos em redes de telecomunicações e segurança (RTS) e intervenções de reabilitação e adequação regulamentar em edifícios administrativos da concessão.

Na vertente de operação do sistema e operação de mercados são necessárias várias alterações de processos e novas aplicações para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus.

Os investimentos na RTS acompanham o desenvolvimento e investimento da rede MAT e AT afetas ao transporte de energia elétrica, incluindo a fibra ótica e sistemas de comunicação que permitem a ligação dos ativos ao centro de operação da rede e ao centro de despacho nacional.

Face à idade apresentada pelos edifícios administrativos do ORT, o plano inclui a necessidade de efetuar melhorias em algumas destas instalações, que derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

O CT considera que, por uma questão de transparência, o PDIRT-E deve incluir a fundamentação dos investimentos propostos e da sua valorização com vista a uma análise macro do impacto dos mesmos no sistema elétrico.

11. Projetos complementares

Os projetos complementares decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que também não representam compromissos já assumidos com o ORD, os quais se encontram traduzidos no PDIRD.

De uma forma resumida, fazem parte deste conjunto vários projetos, que se encontram organizados de acordo com as seguintes classes, também designadas por 'Indutores':

- *Integração de mercados e concorrência (capacidades de interligação com Espanha);*
- *Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação ainda não comprometidos);*
- *Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (capacidade de rede para receção de nova produção a partir de FER, considerando as metas RMSA-E e PNEC 2030);*
- *Sustentabilidade (otimização de tipologia na construção de algumas novas infraestruturas da RNT e alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).*

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) estabelecem que são da responsabilidade dos produtores os encargos com os investimentos nas infraestruturas da sua ligação à rede de transporte. Também de acordo com o RRC, para a ligação de instalações consumidoras em MAT, o ORT deve criar condições de acesso, sendo os respetivos encargos suportados pelo requisitante.

O ORT apresenta uma estimativa dos custos a suportar pelos promotores na ligação à RNT de nova capacidade de produção que envolva reforços na rede. Os encargos a assumir cobrem, por regra, custos



com “os painéis de ligação de novas centrais a implementar nas instalações da RNT” e representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, designando-se por “*Comparticipação de promotores*”.

Já os encargos relativos à participação nas redes têm a designação de “*Comparticipação nas Redes de acordo com a Diretiva da ERSE n.º 10/2019 da ERSE*”.

Os montantes referenciados no relatório do ORT para estas participações (Participações de Terceiros) atingem um montante de 82,5 M€, de acordo com o quadro 5-3 (pág. 143 da proposta do ORT). Resta a dúvida se estes montantes que irão ter um impacto de desoneração para os encargos de sistema constituem já compromissos firmes de investimento.

Além disso, entende o CT que, à semelhança do que é realizado ao longo de todo o relatório do PDIRT-E (pelo menos para o primeiro quinquénio), deveriam ser apresentadas as participações de terceiros desagregadas numa base anual.

12. Acordo com promotores

O capítulo 3.3 da proposta de PDIRT em apreciação apresenta os investimentos decorrentes da celebração de acordos entre o ORT e promotores de novos centros electroprodutores. Esta possibilidade decorre da aplicação do n.º 2 do artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que exige a celebração de acordo entre o ORT e os requerentes de reserva de capacidade, com assunção, por estes últimos, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro electroprodutor.

Segundo a informação disponibilizada no PDIRT, foi estudado pelo ORT um primeiro conjunto de pedidos, correspondendo a cerca de 3,5 GW de potência instalada em nova geração fotovoltaica. Tendo em conta as disposições legais acima mencionadas, os reforços de rede decorrentes destes acordos têm a sua realização já favoravelmente decidida, constituindo uma parte integrante do PDIRT.

No que respeita a estes projetos, a ERSE, no seu documento de enquadramento, afirma que não existe na proposta de PDIRT-E 2021 informação detalhada sobre quais os projetos de investimento objeto de acordo e que, após solicitação, o ORT informou que se trata de 3 projetos de investimento complementares, num montante global de cerca de 78 milhões de euros, essencialmente localizados na região centro.

A ERSE, no documento de enquadramento, questiona se é adequada a “*opção do operador da RNT de não identificar e detalhar os projetos objeto de “Acordo com promotores”, sendo estes projetos essenciais para suprir as necessidades da RNT em termos de falta de capacidade de receção, mesmo sabendo-se que são totalmente participados pelos produtores?*”.

O CT entende que a informação detalhada destes projetos deverá ser incluída no PDIRT, pois este é um instrumento que deve identificar os principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede e especificar as infraestruturas a construir ou a modernizar no período de 10 anos seguinte.

Por outro lado, o CT considera adequada a opção do ORT de identificar estes investimentos num capítulo autónomo, uma vez que, por um lado, não constituem propostas de investimento sujeitas a aprovação no âmbito da proposta de PDIRT e, por outro lado, os encargos decorrentes destes investimentos não são suportados pelas tarifas.

13. Coordenação entre operador da RNT e operador da RND

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, estabelece, no n.º 2 do seu artigo 30.º, que o planeamento da RNT deve ser coordenado com o planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a rede de distribuição em MT e AT e com as redes de sistemas vizinhos.



Ainda nesta linha, a alínea d) do n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, dispõe que, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração, para além dos elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2021, a coordenação entre o ORT e o ORD é um processo contínuo, que faz parte dos pressupostos e metodologias inerentes ao exercício de planeamento da RNT e que encontra substância, em particular, nas reuniões formais de coordenação que ocorrem, com regularidade, entre as concessionárias das respetivas redes, envolvendo as direções de planeamento e outras áreas operacionais.

Mais esclarece a proposta que, nas reuniões de coordenação e planeamento, é assegurada a partilha de informação relativamente à exploração e desenvolvimentos previstos em ambas as redes e respetivas necessidades, bem assim como acordada a realização de estudos conjuntos específicos, que visam a análise técnica e económica de projetos (e alternativas) de desenvolvimento das redes na fronteira RNT/RND, à luz dos critérios de segurança das RNT e RND, sendo também analisada e ajustada a coordenação, coerência e adequação entre os planos de investimento da RNT e da RND.

A proposta de PDIRT-E 2021 concretiza a coordenação de planeamento entre ORT e ORD com a apresentação dos 3 projetos apresentados na tabela abaixo produzida pelo CT, respeitantes à construção de painéis de linha AT para ligação à RND.

| PdE da RNT | Designação do projeto | PDIRT 2022-2031 | Descrição |
|------------|-----------------------|-----------------|--|
| Sines | Santo André | 2025 | Projeto já incluído no PDIRT-E 2019 (página 119 do relatório e pp. 137-139 do anexo C). |
| Ourique | Ourique | 2026 | Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60 kV / 30 kV de Ourique da RND, acordado na reunião de coordenação de planeamentos, realizada em dezembro de 2020. |
| | Castro Verde | 2026 | Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60 kV / 30 kV de Castro Verde da RND, acordado na reunião de coordenação de planeamentos, realizada em dezembro de 2020. |

O CT considera positivo e essencial o esforço de coordenação entre o ORT e o ORD, ao nível do planeamento de rede, patente nestes 3 projetos.

14. Gestão da energia reativa

Na proposta de PDIRT o ORT comenta a possibilidade de vir a ser necessária a instalação de reatâncias de *shunt* adicionais para controlo da tensão na rede. O aumento da extensão da rede e a redução do número de geradores síncronos clássicos em operação, substituídos por novos geradores ligados através de eletrónica de potência, têm reduzido a capacidade de controlo de tensão ao dispor do ORT em cada momento.



Contudo, como o próprio ORT assinala no PDIRT, o contributo que pode vir a ser obtido através das centrais fotovoltaicas com ligação direta a instalações da RNT poderá tornar-se suficiente para o controlo das tensões na rede, evitando a instalação de reatâncias. Esta suficiência depende não só do montante global de potência fotovoltaica que será instalada e em que locais, mas também da garantia de disponibilidade da capacidade de geração/absorção de energia reativa por parte destas centrais, estando ou não estando a produzir.

Neste sentido, o CT considera importante que sejam criados a regulamentação e os demais instrumentos que permitam ao ORT a disponibilidade, o acesso e o controlo das capacidades de energia reativa previstas nos códigos de rede e que devem equipar as novas unidades de produção.

15. Impactos tarifários

O CT, para proceder a uma avaliação dos impactos tarifários do PDIRT-E 2021, analisou a proposta apresentada pelo ORT, assim como as estimativas que a ERSE produziu e apresentou ao Conselho²⁵⁰. À semelhança do anterior PDIRT-E, ambas as visões partem de pressupostos diferentes, dificultando uma análise criteriosa e objetiva dos impactos, na medida em que as conclusões do ponto de vista quantitativo são diferentes.

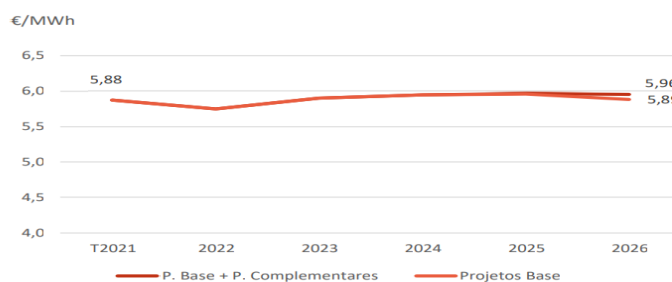
Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE inclua no processo de consulta pública uma análise crítica das diferenças observadas que facilitem o processo de análise e de tomada de decisão.

Considerando um indicador económico comum a ambas as abordagens (ORT e ERSE) - o impacto nos proveitos unitários médios na atividade de transporte – o CT conclui o seguinte:

- Da análise da figura que consta da proposta do ORT sobre o impacto dos projetos base e complementares nos proveitos unitários médios, pode-se observar que, entre 2021 e 2026, a taxa de variação média anual é de 0,27%, a que corresponde um acréscimo do preço médio em cerca de 0,08 €/MWh relativamente ao valor previsto para as tarifas de 2021.

Figura – 6-7

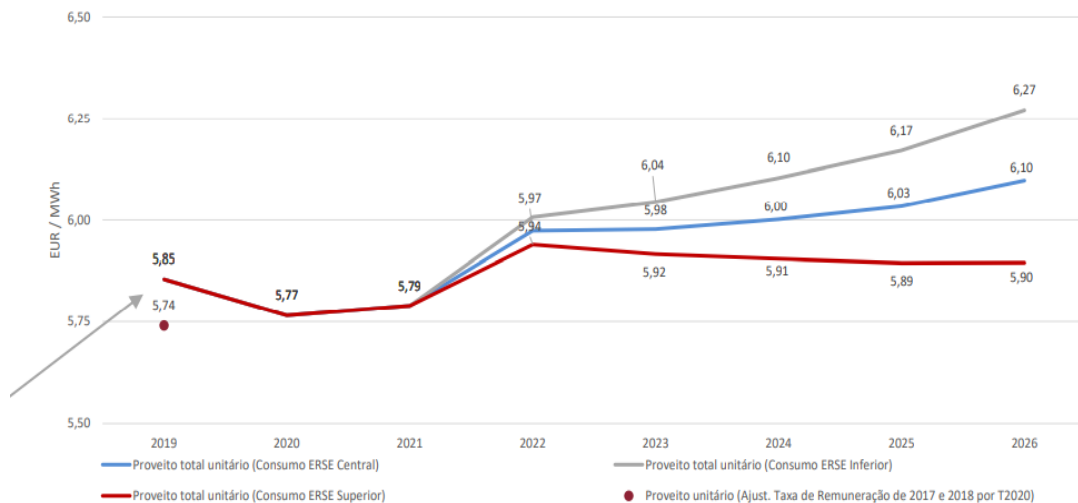
Impacto de Projetos Base- mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



Fonte: Proposta PDIRT-E 2021 (2022-2031)

- Da análise da figura disponibilizada pela ERSE, podemos observar uma evolução diferente para o mesmo período, embora haja alguma semelhança entre as duas abordagens no caso do cenário de evolução de consumo superior da ERSE e o proveito unitário médio da atividade de transporte em 2026 seja muito próximo do ORT.

²⁵⁰ ERSE, *powerpoint* disponibilizado ao Conselho sobre “Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2021” de 21 de maio.



Fonte: ERSE, *powerpoint* disponibilizado ao Conselho sobre “Apresentação da Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E-2021” de 21 de maio.

O CT reitera a sugestão de pareceres anteriores, no sentido de ser estabelecida uma metodologia comum para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte, facilitando, desse modo, a análise e avaliação por parte deste Conselho.

O CT regista ainda como positiva a análise de sensibilidade efetuada pelo ORT sobre os impactos tarifários deste Plano a variações no consumo, seguindo a recomendação deste Conselho no parecer sobre o anterior PDIRT-E 2019.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 31 de maio de 2021.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020)** ◆ [\[Consulta Pública n.º 91\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²⁵¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e setor gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, e ainda sobre outras questões a solicitação do CA da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem caráter vinculativo.

Em 04/08/2020 foi enviado ao CT a proposta “*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2021 a 2025*”, solicitando a emissão de parecer até 15 de setembro de 2020.

No decurso da elaboração deste parecer, a solicitação deste Conselho, foram efetuadas apresentações do PDIRD-E 2020 pela EDP Distribuição e pela ERSE, em reunião por videoconferência, realizada em 1 de setembro de 2020.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

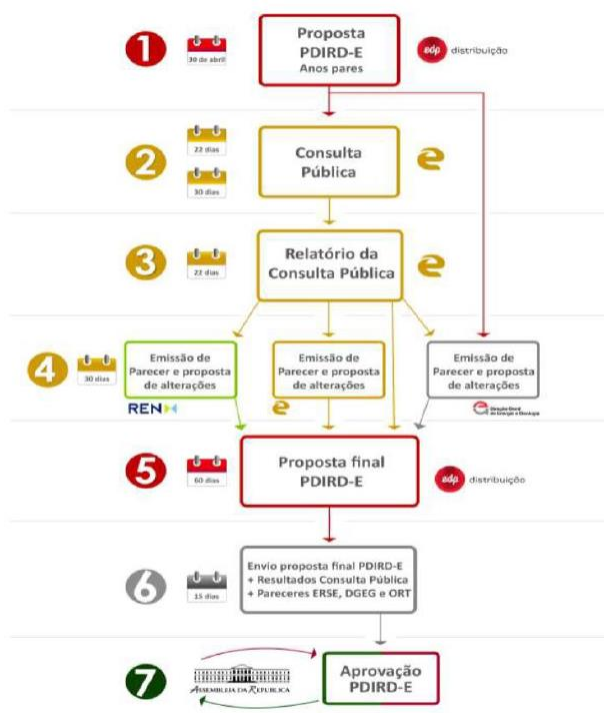
I

ENQUADRAMENTO

1. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases da organização e do funcionamento do setor da eletricidade, remeteu para legislação complementar um conjunto de matérias concretizadoras dessas bases, nomeadamente os regimes jurídicos procedimentais do exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como o regime do exercício da atividade de operação logística de mudança de comercializador de eletricidade.
2. No desenvolvimento e na concretização dos princípios do referido decreto-lei, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que transpôs a Diretiva [2009/72/CE](#), do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio estabelecer o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades.
3. Desde logo, o art.º 41.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.
4. Em 3 de Junho de 2019, foi publicado o Decreto-Lei n.º 76/2019, que procede à décima primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, dando nova redação a vários artigos, nomeadamente ao art.º 40.º-A, relativo ao procedimento de elaboração do PDIRD.
5. Assim, nos termos das disposições legais supra, o operador de rede de distribuição (EDP Distribuição) deve apresentar a proposta de PDIRD-E à DGEG e à ERSE, até ao final de abril de cada ano par,

²⁵¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

- dispondo a ERSE de 22 dias para promover a sua consulta pública, esta com a duração de 30 dias.
- Terminado este prazo, a ERSE dispõe de 22 dias para elaboração do relatório da consulta pública que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RND e Rede Nacional de Transporte (RNT).
 - No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades - DGEG, ERSE e operador da RNT - emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RND o respetivo parecer, que pode determinar a introdução de alterações à proposta.
 - Cumprido referir que o parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético, cumprimento das metas de política energética e de fiabilidade da rede e dos seus equipamentos, na perspetiva da segurança de pessoas e bens. O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a necessidade de compatibilização com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT).
 - Recebidos os pareceres da DGEG, da ERSE e do operador da RNT, o operador de RND dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRD que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos, devendo esta entidade, no prazo de 15 dias, enviá-la ao membro do Governo responsável pela área da energia.
 - De acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, o membro do Governo responsável pela área da energia, na sequência de parecer da ERSE e do operador do RNT, submete o PDIRD a discussão na Assembleia da República.
 - Por fim, após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRD, no prazo de 30 dias.
 - O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição é o ilustrado na figura seguinte:



Fonte ERSE



13. O CT regista que a 27 de junho de 2017, e abrangendo o horizonte de investimentos 2017-2021, foi aprovado pelo Secretário de Estado da Energia o PDIRD-E 2016 e reforça recomendação em pareceres anteriores no sentido de ser “relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos”.
14. O CT regista ainda que, posteriormente, foi submetida à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018 cujo parecer foi emitido a 5 de junho de 2019, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2019-2023, num montante de 744 milhões de euros a custos totais. Sobre este montante, no seu parecer, a ERSE recomendou uma revisão em alta dos montantes relativos ao vetor qualidade de serviço técnica, propondo a aprovação de 17 milhões de euros adicionais no primeiro triénio, e mais 27 milhões nos últimos 2 anos (a confirmar a sua necessidade na proposta de PDIRD-E 2020). No mesmo parecer, a ERSE recomendou que, para garantir um impacto nulo nas tarifas a suportar pelos consumidores, o operador da RND deveria rever em baixa um montante de 23 milhões de euros, em projetos afetos a outros vetores de investimento.
15. O CT não pode deixar de relevar que, até à data não teve conhecimento de qualquer aprovação da proposta de PDIRD-E 2018, pelo que o PDIRD-E 2016 é a última proposta aprovada, incluindo um montante de 145 milhões de euros a custos totais já aprovado, relativamente ao ano de 2021, ano inicial e comum à atual proposta de PDIRD-E 2020 (comum com o início do horizonte 2021-2025).
16. A 6 de julho de 2020, foi submetida à ERSE, pelo operador da RND, a proposta de PDIRD-E 2020, agora em apreço.
17. Um aspeto de índole geral a referir, para além de outros detalhados em sede de especialidade deste parecer, é a possível subestimação da incerteza associada aos potenciais efeitos da pandemia COVID-19, tanto conjunturais, como decorrentes de alterações estruturais no tecido económico, que não terá sido possível incluir nos cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020. Assim, os impactes tarifários dos investimentos propostos para a rede de distribuição AT/MT podem vir a estar subavaliados, caso se verifique a ocorrência de uma redução do consumo considerado no cenário do Plano.
18. Sendo as potências requisitadas às redes de distribuição pelos seus utilizadores, e não o consumo que estes venham a efetuar, o requisito fundamental para o seu dimensionamento, a evolução das pontas de carga locais é outro fator determinante das necessidades de investimento nas redes.

II

ESPECIALIDADE

1. A proposta de PDIRD-E 2020 estabelece o plano de investimentos que, na ótica do ORD, são indispensáveis para assegurar a qualidade de serviço técnica de distribuição de energia elétrica, assegurar a capacidade de receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e em condições de elevada eficiência e boas práticas ambientais, procurando a satisfação das necessidades futuras dos utilizadores da rede.
2. Este exercício de planeamento exige uma definição dos princípios a seguir e dos objetivos a atingir, bem como o acompanhamento e monitorização de indicadores de evolução dos consumos e potências de ponta, do desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, do nível de perdas de energia na RND, do impacto dos projetos na redução dos custos operacionais do sistema e do acesso a novos serviços das redes inteligentes.
3. O ORD identifica três fatores-chave que sustentam a necessidade de aumento substancial dos investimentos nas redes de distribuição AT/MT com vista a criar condições para a (i) transição



energética, nomeadamente através da incorporação de energias renováveis e da eletrificação da economia, (ii) a melhoria do controlo da rede e novos serviços, para uma rede mais inteligente e (iii) a resiliência da rede, desenvolvendo redes mais flexíveis na resposta a fenómenos climáticos adversos.

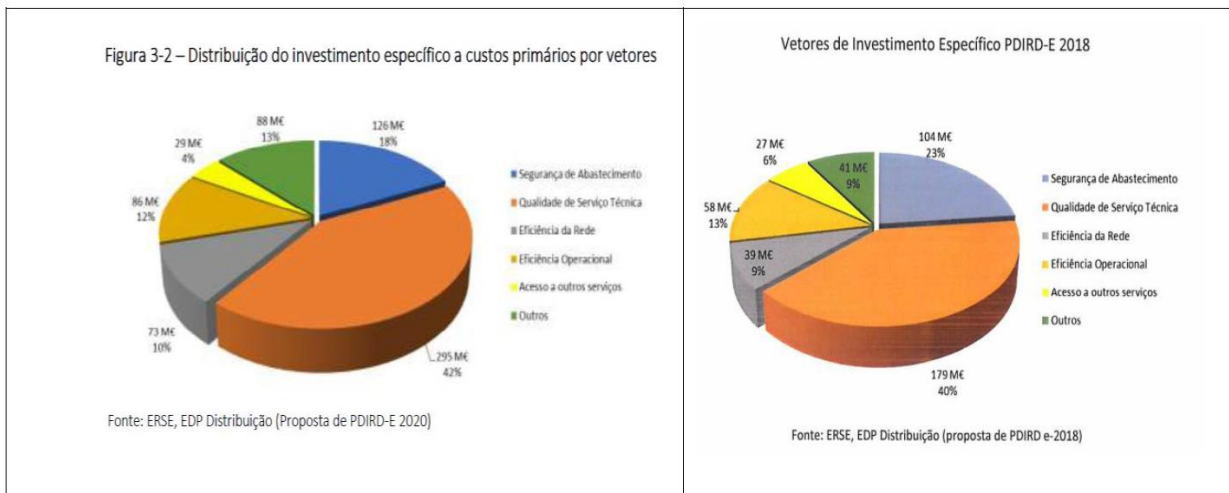
4. Para atingir estes objetivos, o ORD propõe um programa de investimento na rede de 1 007,8 M€, a custos totais, para o período 2021-25, como ilustrado na tabela resumo seguinte.

Tabela 1 : Investimento Total a custos totais (M€)

| Valores em milhões de euros | Média Anual | PDIRD 2021-25 | | | | | Total |
|--------------------------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| | 2018-2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2021-2025 |
| Investimento Custos Primários | 98,9 | 130,3 | 150,5 | 163,1 | 165,6 | 174,1 | 783,5 |
| Investimento Específico | 81,4 | 112,4 | 130,8 | 143,1 | 151,1 | 159,6 | 697,1 |
| Investimento Não Específico | 17,5 | 17,8 | 19,6 | 19,9 | 14,5 | 14,5 | 86,3 |
| Encargos Diretos | 35,0 | 37,0 | 36,9 | 36,3 | 36,3 | 37,4 | 183,8 |
| Investimento Específico | 30,2 | 34,3 | 34,2 | 33,4 | 33,4 | 34,4 | 169,7 |
| Investimento Não Específico | 4,8 | 2,7 | 2,7 | 2,9 | 2,9 | 2,9 | 14,1 |
| Encargos Transversais | 6,0 | 6,4 | 6,4 | 6,3 | 6,3 | 6,4 | 31,7 |
| Investimento Específico | 5,2 | 5,9 | 5,9 | 5,8 | 5,8 | 5,9 | 29,3 |
| Investimento Não Específico | 0,8 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 2,4 |
| Encargos Financeiros | 1,9 | 1,4 | 1,3 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 8,8 |
| Investimento Específico | 1,5 | 1,1 | 1,0 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 7,3 |
| Investimento Não Específico | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 1,4 |
| Investimento Custos Totais | 141,7 | 175,0 | 195,0 | 207,6 | 210,3 | 219,9 | 1 007,8 |
| Investimento Específico | 118,3 | 153,8 | 172,0 | 184,0 | 192,0 | 201,7 | 903,5 |
| Investimento Não Específico | 23,4 | 21,2 | 23,0 | 23,6 | 18,2 | 18,2 | 104,3 |

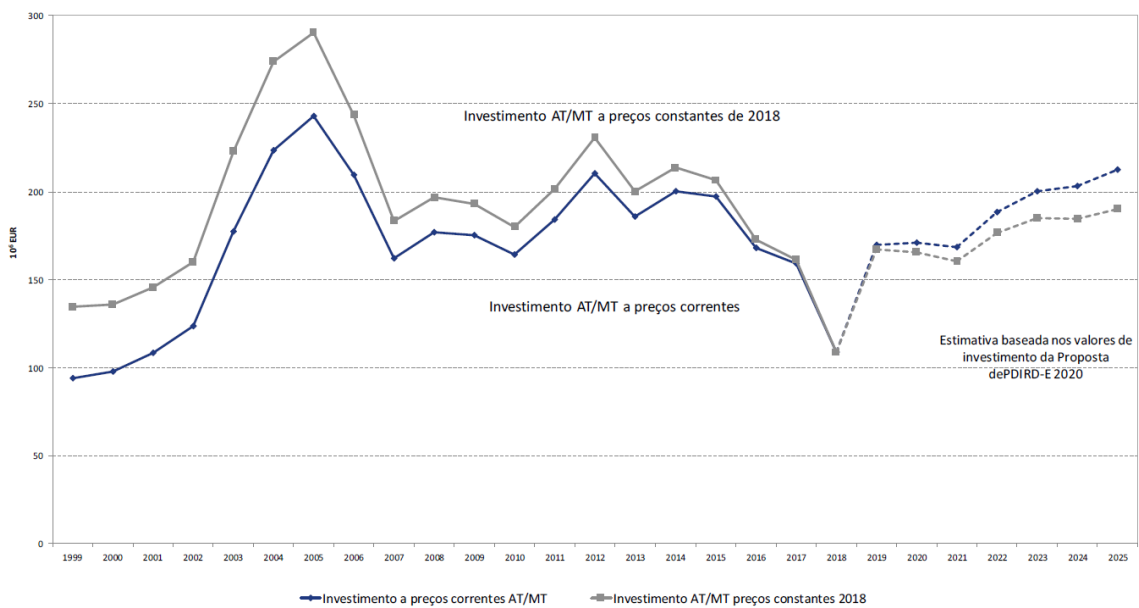
Fonte: Proposta de PDIRD E-2020

5. Face ao PDIRD-E 2018 (orçado em 740 M€, para o período 2019-2023), este volume de investimento representa um crescimento gradual ao longo dos anos 2021-2025. Para o investimento específico, este crescimento traduz-se em valores de CAPEX médios anuais (valores a custos primários e líquido de participações) de 96,0 M€ em 2021-2022 e 125,3 M€ em 2023-2025.
6. Neste PDIRD estão previstos cerca de 129 M€ a título de participações dos promotores. Este valor representa um aumento significativo do valor em relação a anos anteriores, decorrente do aumento das ligações à rede de produção distribuída e incorporação de energias renováveis, para cumprimento das metas de descarbonização previstas no PNEC 2030.
7. Analisando a distribuição do investimento específico a custos primários proposta para cada um dos vetores de investimento do PDIRD-E 2020 constata-se que o investimento previsto para o vetor “Qualidade de Serviço Técnica” totaliza 295 M€, representando 42% do investimento total proposto, seguindo-se em grau de importância o vetor relativo a “Segurança de Abastecimento” com 126 M€ e 18% do investimento total.
8. Apesar de no PDIRD-E 2020 o vetor “Qualidade de Serviço Técnica” manter sensivelmente o mesmo peso percentual face ao investimento total que constava do PDIRD-E 2018, verifica-se um aumento acentuado em valor absoluto, que passa de 179 M€ para 295 M€ incluindo, entre outros aspetos, a qualidade de serviço técnica (66 M€).



9. Em termos históricos, assinala-se uma inversão da tendência de investimento dos últimos anos:

Evolução do investimento da DEE em AT/MT (a custos totais)



Fonte: ERSE, apresentação ao Conselho Tarifário, 1/09/2020

10. O CT acrescenta que o volume de investimento apresentado no PDIRD-E 2020 corresponde, em média anual, a aproximadamente cerca de 3 % de renovação do investimento bruto²⁵², o que se considera dentro da razoabilidade de uma atividade de capital intensivo.

11. A suportar a proposta, o ORD definiu três pilares que sustentam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020:

- Renovação e Reabilitação dos Ativos das redes, tendo em consideração o seu estado de

²⁵² Valor Bruto 6,2 Mm€ a 31/12/2018, Doc. “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020”, dez 2019.



envelhecimento e o conseqüente aumento do risco de falha e cujo adiamento poderá colocar em causa a qualidade de serviço e exigir maiores investimentos futuros;

- Resiliência da Rede, com especial relevância na resposta a fenômenos climatéricos extremos e à vulnerabilidade da infraestrutura digital e de comunicações;
- Redes inteligentes, que potenciem o aumento de eficiência e a integração de novos serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

PILARES DO PIDRD-E 2020

1. Renovação de ativos

A renovação dos ativos permite manter os níveis de fiabilidade da rede de distribuição, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada representa cerca de 33% do total (valores de 2018).

O ORD justifica o reforço do investimento na renovação de ativos nos estudos relativos à condição e ao fim expectável de vida útil dos equipamentos críticos da rede, na necessidade de rejuvenescer estes ativos ou de reduzir a tendência de aumento da sua idade média.

Foi ainda realizado pelo ORD um *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países, que confirmam a renovação de ativos como uma das principais necessidades de investimento.

O investimento proposto no PIDRD-E 2020 tem como objetivo:

- Renovar os ativos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia utilizada de avaliação da condição;
- Substituir os transformadores AT/MT cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2025 e, adicionalmente, a substituição de metade dos transformadores de potência (TP) cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2026;
- Rejuvenescer em 1 ano a idade média de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC), tendo em conta a criticidade destes ativos;
- Manter a idade média dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC);
- Envelhecimento de 1 ano na idade média da rede MT aérea;
- Eliminar todos os troços subdimensionados na rede de MT subterrânea e realizar no período 2021-2025 o subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias”.

O montante global previsto para o conjunto destes programas em renovação de ativos no período 2021-2025 totaliza 392 M€.

2. Resiliência da rede

A resiliência da rede elétrica relaciona-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto. Neste campo, os incêndios florestais e os temporais (eventos climáticos extremos) ou os ataques cibernéticos (crescentes com o aumento da digitalização) têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos riscos e resiliência das comunidades, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.



No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, para além do que se relaciona com a qualidade de serviço técnica e com a renovação de ativos, comporta ainda 2 tópicos, tendo em consideração o impacto estratégico e o aumento do investimento respetivo previsto neste Plano.

a. Gestão da vegetação – impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo

Em Portugal, a área ocupada por floresta corresponde a cerca de 60% do território, pelo que uma grande percentagem de rede aérea AT/MT cruza zona florestal. Dos 83.000 km de rede de AT/MT, cerca de 68.000 km são em traçado aéreo e destes, 8.600 km estão estabelecidos em zona florestal.

O ORD é obrigado a manter e a gerir estes ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica. No presente Plano, o ORD prevê um reforço do investimento associado ao estabelecimento da rede secundária de faixa de gestão de combustível para 10 M€/ano, aumentando assim o valor que já havia sido reforçado na versão final do anterior PDIRD-E 2018 (na altura, de 3,5 para 9 M€/ano), decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

Neste PDIRD-E, está previsto um aumento do investimento em renovação de ativos, crescente ao longo do período e mais acentuado nos últimos anos do Plano. Tal tem por base o pressuposto de que uma parte considerável dessa renovação poderá passar pela substituição de redes aéreas envelhecidas e pelo estabelecimento de redes renovadas em subterrâneo.

O volume de investimento contemplado no PDIRD-E 2020 prevê a instalação de mais de 1500 km de rede subterrânea AT/MT, ao qual está associado um investimento de 96 M€.

b. Tecnologias de comunicação e informação

A importância da eletricidade na economia e na sociedade, a par da sua maior exposição digital, acarretam também um crescente risco ciberfísico, exigindo-se conseqüentemente uma proteção e gestão de risco, traduzidos numa abordagem holística, da conceção à operação, que procura assegurar níveis adequados de prevenção, mitigação, deteção e de resposta a eventuais incidentes e impactos.

A proposta do PDIRD-E 2020 prevê o reforço dos sistemas de gestão e operação da rede, bem como da infraestrutura de comunicações. Adicionalmente implementar-se-ão medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico da organização e o desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a ataques cibernéticos. O investimento previsto em sistemas e segurança da rede no PDIRD-E 2020 é de 35 M€.

3. Redes inteligentes

As redes inteligentes respondem aos desafios colocados pelo desenvolvimento de mercados internos de energia, melhorando a disponibilização de informação aos consumidores, sendo fundamentais para o desenvolvimento de novos serviços de energia, para a promoção de eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa e ainda para o aumento da eficiência na gestão e operação de redes. Facilitam a integração de situações emergentes associadas ao setor energético, como a produção distribuída ou o carregamento de veículos elétricos, entre outras. Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

Neste sentido, o ORD considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

1. Sensorização e monitorização - dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização, por forma a obter com maior fiabilidade mais informação sobre os ativos e operação da rede;
2. Automação e telegestão - automatização e gestão ativa da rede, atuando sobre os seus diversos



ativos e mecanismos de flexibilidade existentes, permitindo assim uma maior adequação da exploração da rede às condições operacionais tanto dos ativos desta como dos recursos distribuídos a ela conectados;

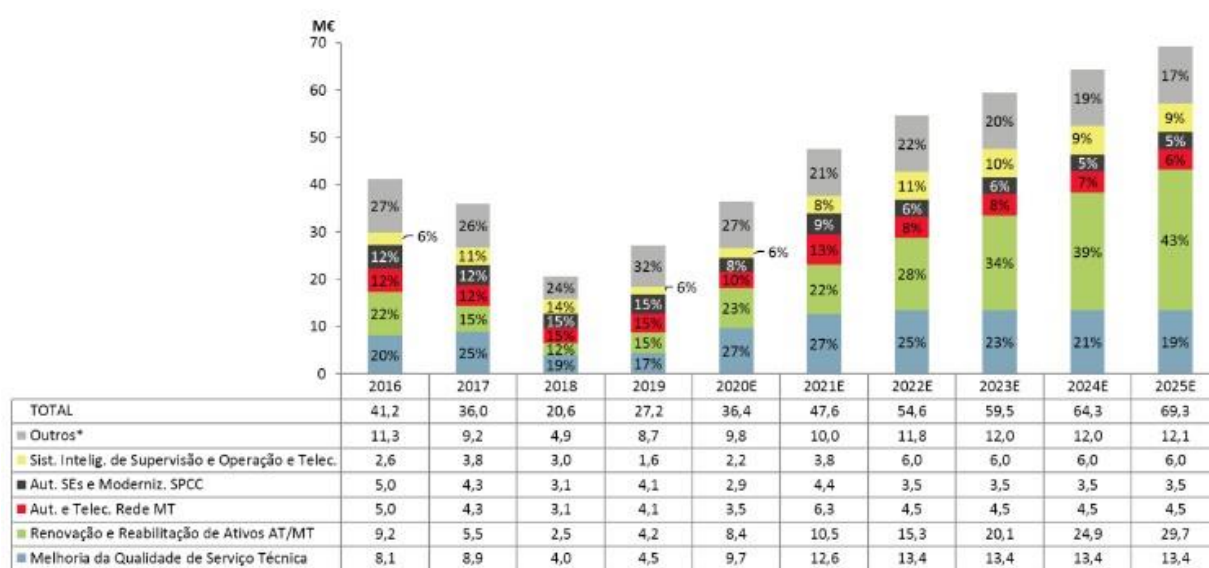
3. Comunicações e cibersegurança - Todos os processos associados à monitorização, à automação e a uma gestão ativa da rede, encontram-se dependentes da rápida, fiável e segura troca de informação. Associado ainda à crescente digitalização da operação, é necessário garantir elevados padrões de cibersegurança, contribuindo assim para uma maior resiliência da rede de distribuição;
4. Processamento e análise de dados - A evolução do paradigma das redes inteligentes prevê o desenvolvimento da capacidade de deteção, avaliação e resolução relativamente autónoma de múltiplas situações que necessitem de atuação.

O montante global previsto para o conjunto destes programas corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025, o qual totaliza 122,3 M€.

4. Qualidade de serviço técnica

A qualidade de serviço das redes de AT e MT tem evoluído positivamente nos últimos anos fruto de investimentos significativos. Sistemáticamente este tem sido o vetor mais importante, com um peso na ordem dos 40% dos investimentos previstos nos PDIRD-E.

Constata-se um aumento acentuado em valor absoluto, que passa de 179 M€ para 295 M€ refletindo, entre outros aspetos, o investimento em programas específicos, em particular os considerados como inevitáveis e urgentes, designadamente a renovação e reabilitação de ativos AT/MT (101 M€) e a melhoria da qualidade de serviço técnica (66 M€).



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 5: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020



No final do Plano, o ORD pretende atingir os seguintes objetivos:

- Melhoria do indicador global de qualidade de serviço (redução do SAIDI MT em -3,39 minutos relativamente ao valor de referência, para um grau de confiança de 50%), resultando num SAIDI MT esperado em 2026 de 74,3 minutos;
- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,7% relativamente ao valor de referência para esta zona);
- Manutenção dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B, relativamente aos respetivos valores de referência;
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando a QST nas zonas pior servidas (maioritariamente classificadas em zonas C) e mantendo nas melhor servidas (maioritariamente classificadas em zonas A e B).

O ORD apresenta 2 cenários alternativos ao cenário base:

- Cenário inferior (-) 42 M€ - pressupõe a manutenção do nível atual da QST e das assimetrias existentes e a existência de risco de degradação das zonas melhor servidas (Zona A e B);
- Cenário superior de (+) 99 M€ - melhoria mais acentuada do QST global, melhoria ao nível da QST nas zonas B e C permitindo reduzir as assimetrias existentes.

5. Transição energética e expansão da rede

Portugal, à semelhança de outros países europeus, assumiu no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) metas ambiciosas de redução de emissão de gases com efeito de estufa e de aumento da quota de energia renovável.

Alinhado com os objetivos da política energética nacional, designadamente o PNEC 2030, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050 e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*), o PDIRD-E 2020 pretende dar resposta às necessidades da transição energética e da expansão de rede, preparando a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável e aos novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo.

Concorrem para a transição energética os investimentos em áreas como a digitalização, os contadores inteligentes e a própria qualidade de serviço técnica, que representam um volume de investimento significativo.

Os investimentos propostos, visando a otimização de sistemas e das redes para a transição energética, incluem recursos ativos de gestão de rede para garantir a sua estabilidade, a implementação de sistemas avançados de inteligência e controle da rede e a criação de plataformas para estratégias de comércio de energia e serviços de microrede.

Também as Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) assumem crescente importância para a transição energética e redes inteligentes, propondo-se o ORD continuar a investir no desenvolvimento da plataforma digital da RND e nos seus principais ativos TIC (*Data Center*, Aplicações, Comunicações, etc.).

Os investimentos associados a este fator-chave representam cerca de 25% do total de investimento previsto.

APRECIÇÃO DO PDIRD 2020

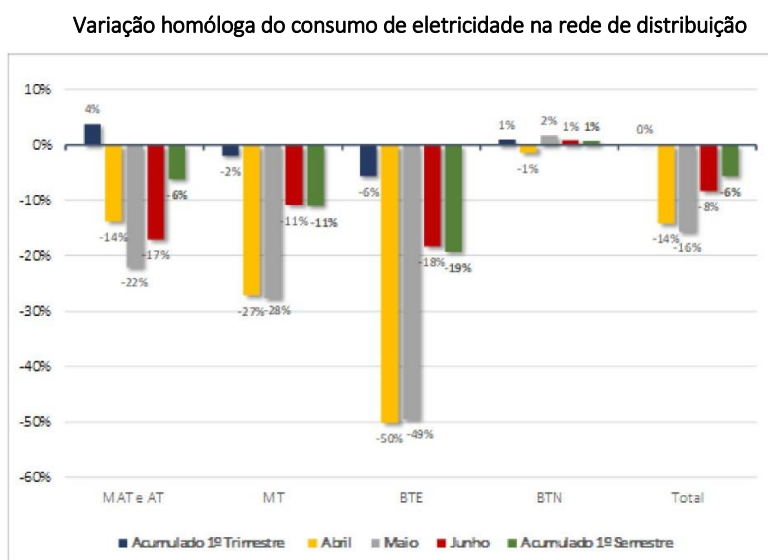
O PDIRD-E 2020, apresentado pelo ORD, explicita e sistematiza os desafios intrínsecos à evolução dos sistemas energéticos em curso. O CT, nessa matéria, só pode coadjuvar a visão apresentada, articulada e consistente.



Contudo, embora estes planos tenham um horizonte temporal quinquenal, as circunstâncias absolutamente excepcionais que atravessamos hoje, na sequência da pandemia COVID-19 e das suas inevitáveis consequências sobre a economia, não foram consideradas. Era de esperar que o PDIRD-E 2020 apresentasse alguma referência, mesmo que cautelosa e com grau de incerteza, aos possíveis efeitos da maior recessão económica desde há largas décadas.

Recentemente, a ERSE teve ocasião de visitar alguns indicadores do consumo e atividade do setor energético. Principal ponto a reter é a redução do consumo, em termos globais, em cerca de 6% no primeiro semestre de 2020.

“Uma parte importante dos impactes da crise pandémica prende-se com a evolução dos consumos de eletricidade, tanto a nível agregado, como estratificado por nível de tensão e/ou segmento de clientes (...). Avaliando a situação específica dos meses de abril, maio e junho, é possível verificar quebras globais de consumos de, respetivamente, 14%, 16% e 8% (...). Em todo o caso, no 1.º semestre de 2020, o consumo de eletricidade veiculado através das redes de distribuição reduziu-se em cerca de 6% face ao mesmo período de 2019” (ERSE, https://www.erse.pt/media/vvtpaqk1/relat%C3%B3rio-covid_final.pdf).



Fonte: EDP Distribuição, elaboração ERSE

A questão central da trajetória e velocidade de recuperação da nossa economia, sem colocar de parte a possibilidade de uma nova vaga de impacto, coloca um foco conjuntural de extrema relevância nas previsões da evolução da procura de consumo de eletricidade, o que não se verificou nas hipóteses e pressupostos assumidos no PDIRD-E 2020.

Variações de consumo implícitas no PDIRD-E 2020, onde 2020 se apresenta com +0,6% e 2021 com +1,2%.

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----------------------|-------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Consumo (GWh) | 43345 | 43624 0,6% | 44143 1,2% | 44637 1,1% | 45180 1,2% | 45921 1,6% | 46373 1,0% |
| AT | 7072 | 7187 1,6% | 7217 0,4% | 7296 1,1% | 7382 1,2% | 7481 1,3% | 7571 1,2% |
| MT | 14939 | 15057 0,8% | 15322 1,8% | 15621 2,0% | 15963 2,2% | 16410 2,8% | 16715 1,9% |
| BTE | 3359 | 3368 0,3% | 3398 0,9% | 3455 1,7% | 3516 1,8% | 3595 2,2% | 3645 1,4% |
| BTN | 16770 | 16831 0,4% | 17045 1,3% | 17119 0,4% | 17184 0,4% | 17310 0,7% | 17322 0,1% |
| IP | 1204 | 1181 -1,9% | 1161 -1,7% | 1146 -1,3% | 1134 -1,0% | 1125 -0,8% | 1120 -0,4% |

Fonte: EDP D, apresentação ao CT, 1/09/2020



Em suma, entre as necessidades de definição de investimento de um plano quinquenal para a rede de distribuição MT/AT e a situação anómala, mas impactante, em que nos encontremos, o CT considera que deve haver alguma recalibração temporal dos investimentos, por forma a sedimentar e robustecer o quadro macroeconómico em que qualquer volume de investimento, pago pelas tarifas, deve ser analisado. Assim, o CT sugere que se faça um maior esforço de contenção do volume de investimento em 2021-22, deslizando preventivamente parte do mesmo para o período 2023-2025, com a necessária flexibilidade e articulação face aos objetivos estratégicos bem identificados e reconhecidos por este conselho.

III

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

1. O CT reitera a importância de a ERSE apresentar na sua documentação de suporte da consulta pública uma avaliação da execução do anterior PDIRD-E. Parece razoável admitir que um ponto da situação sobre os investimentos realizados – ou não, contribuiria para uma análise mais robusta sobre a consistência e articulação do conjunto dos investimentos que agora são propostos;
2. No que diz respeito aos impactos tarifários, nomeadamente as estimativas dos proveitos unitários, o CT considera desejável uma maior uniformização das metodologias entre o proponente e o regulador, bem como a inclusão e tratamento, por parte da ERSE, do cenário de referência adotado na proposta do PDIRD-E 2020.

Note-se, a título de exemplo ilustrativo, as diferentes estimativas no que diz respeito à quantificação dos proveitos unitários da Distribuição Energia Elétrica (DEE) no período entre 2021 e 2025. Com base nas apresentações, por parte da ERSE e da EDP Distribuição, o ponto de partida para tirar conclusões sobre a trajetória do impacto é diferente: o ORD parte de um proveito unitário em 2019 de 8,50 €/MWh enquanto que a ERSE assume o proveito unitário estimado T2020 de 7,74 €/MWh. Os pressupostos metodológicos assumidos para estimar a evolução dos proveitos unitários são menos claros por parte da ERSE pois essencialmente só aborda a questão da procura; por outro lado, o ORD assume um fator de eficiência e deflator do PIB de 0%, o que carece de maior contextualização;

3. Nas atuais circunstâncias o CT recomenda que, designadamente no que respeita aos investimentos relacionados com a transição energética ou de carácter marcadamente ambiental, se procure recorrer aos fundos europeus atualmente disponíveis, tais como o fundo de coesão territorial e o recente fundo para a transição energética;
4. O CT reitera anteriores recomendações no sentido de ser relevante a tomada de decisão, em tempo útil das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e articulação entre planos (PDIRD e PDIRT).

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas no parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 15 de setembro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019)** ◆ [\[Consulta Pública n.º 83\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁵³

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste parecer:

- A REN efetuou uma apresentação do PDIRT-E 2019 ao CT em 11 de fevereiro de 2020;
- A ERSE remeteu ao CT a "Apresentação da consulta pública relativa à proposta de PDIRT-E-2019", em 16 fevereiro de 2020.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a "*Proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019)*", cabendo ao CT emitir parecer até 26 de fevereiro de 2020.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

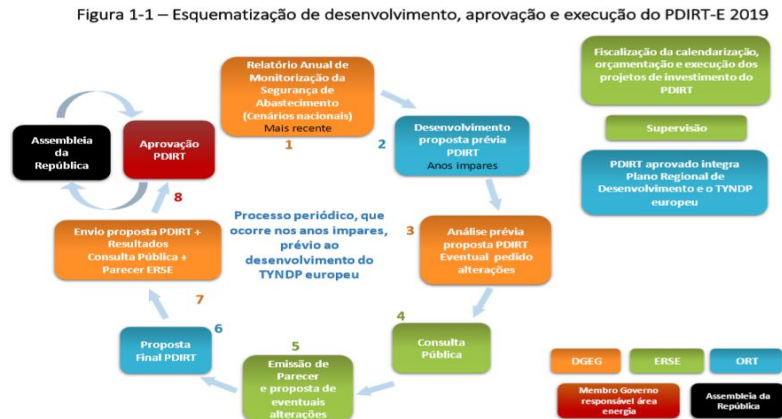
GENERALIDADE

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, estabelece que a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento decenal da rede de transporte, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

Assim, cada novo plano representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte temporal do PDIRT-E.

Nos termos da legislação em vigor o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinzenal de investimento na rede de transporte é o seguinte:

²⁵³ Cf. Art.º 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.



Fonte: ERSE

II

ESPECIALIDADE

C. ENQUADRAMENTO

O PDIRT-E 2017, na sua versão final, integrou muitas das contribuições recebidas durante a consulta pública e as principais recomendações contidas no parecer da ERSE, tendo sido aprovado em 14 de fevereiro de 2019, prevendo um investimento no total de 535 M€ durante o período de 2018 a 2022, dos quais:

- ✓ 468 M€ relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022) e,
- ✓ 67 M€ relativos a um projeto proposto inicialmente para o segundo quinquénio que o concedente considerou ser necessário antecipar.

O operador da RNT (ORT) classificou e quantificou os projetos aprovados em:

- ✓ Projetos Base: 240 M€;
- ✓ Projetos Complementares: 295M€.

A proposta de PDIRT-E 2019, em análise, dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017 apresentando propostas de investimento para o seu período de abrangência, (que é de 2020 a 2029), propondo:

- ✓ Primeiro quinquénio (2020-2024):196 M€ e,
- ✓ Segundo quinquénio (2025-2029): 548 M€.

Assim, existe um período de sobreposição temporal dos referidos PDIRT, sendo que na presente proposta são identificados um conjunto de novos projetos de investimento, quer Projetos Base, quer Projetos Complementares, que serão adicionais àqueles que já foram aprovados no PDIRT-E 2017 para o período de 2020 a 2022.



A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta para o 1.º quinquénio projetos de investimentos que totalizam 196 milhões de euros, a saber:

- ✓ Projetos Base: 142 milhões de euros;
- ✓ Projetos Complementares: 54 milhões de euros.

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E2019)

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | TOTAL M€ |
|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| PDIRT-E 2017 (já aprovado) | 55 | 60 | 92 | 245 | 15 | 67* | - | 535 |
| PDIRT-E 2019 (proposta em CP) | - | - | 6 | 19 | 32 | 68 | 70 | 196 |
| Total (milhões euros) | 55 | 60 | 98 | 264 | 48 | 68 | 70 | 731 |

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, previsto inicialmente para segundo quinquénio

Fonte: ERSE

D. PDIRT-E 2019

16. Objetivos estratégicos a alcançar e vetores de investimento

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050, tendo desenvolvido e aprovado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

Mais tarde, o "*Special Report Global Warming of 1,5° C*" do IPCC²⁵⁴, em linha com o RNC 2050 concluiu que seria na década 2021-2030 que se deveriam concentrar os maiores esforços de redução de emissões de gases que provocam efeito de estufa. Assim, foram estabelecidas metas para o horizonte 2030 e vertidas no Plano Nacional de Energia e Clima que foi aprovado em dezembro 2019 (PNEC 2030).

Do PNEC 2030 destacam-se os seguintes objetivos:

- ✓ 47% de renováveis no consumo final bruto de energia até 2030;
- ✓ 35% de redução do consumo de energia primária até 2030;
- ✓ 65% de redução da dependência energética;
- ✓ 15% de meta para as interligações elétricas;

Tendo em conta estes objetivos, entende-se que o ORT tenha um papel preponderante para que se consiga alcançar algumas destas metas. Consequentemente, os seus vetores de investimento terão obrigatoriamente de refletir os compromissos assumidos por Portugal.

Por um lado, as interligações energéticas permitem não só o desenvolvimento do mercado interno de energia, como também contribuem para a integração dos vários mercados europeus, garantindo uma maior segurança de abastecimento, aumentando a concorrência e a estabilidade dos mercados de energia.

Por outro lado, o SEN necessita de ter capacidade de integração das fontes de energia renovável que se espera que venham a suprir 47% do consumo. Pese embora que nem toda esta nova capacidade renovável se venha a ligar diretamente à RNT, poderemos assistir, cada vez mais, a inversão do trânsito de energia e assim sendo tanto as redes de distribuição como de transporte terão de estar preparadas para esta mudança de paradigma.

²⁵⁴ IPCC- Intergovernmental Panel on Climate Change



17. Evolução da oferta de capacidade de produção

O ORT considerou como pressuposto o cenário Ambição do RMSA-E 2018. Foi considerada a manutenção da central térmica de Sines e Pego até 2025, e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até 2029. Nesse sentido, a REN incluiu no PDIRT-E 2019 um comentário referindo que se encontram previstos estudos adicionais incorporando informações mais recentes sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam no PNEC 2030.

Após o processo de conclusão da proposta de PDIRT-E 2019 e respetiva entrega à DGEG no prazo regulamentarmente estipulado, o XXII Governo incluiu no seu programa para a legislatura em vigor, apresentado em outubro de 2019, o objetivo de descomissionar as centrais a carvão de Sines até 2023 e do Pego 2021.

Como este cenário de oferta se alterou recentemente, a versão final do PNEC 2030 antecipa o descomissionamento das centrais a carvão, o ORT poderá ter de ajustar a proposta de planeamento em consonância, podendo ter impacto na antecipação de projeto (s) previsto (s) no 2º quinquénio.

Por outro lado, no que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, a atual proposta de PDIRT-E 2019 considera no horizonte temporal 2029:

- ✓ O adiamento da Central do Fridão conforme decisão de 2016 do Ministério do Ambiente;
- ✓ A entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega até 2029.

O ORT refere ainda que o crescimento da componente de produção renovável no mix energético nacional, tem exigido uma expansão da rede para integrar esta nova produção, localizada primordialmente longe das áreas de maior consumo.

O CT regista as tendências que igualmente refletem novos vetores de desenvolvimento a que assistimos não só em Portugal como no resto da Europa:

- ✓ A cada vez maior penetração de produção distribuída, nomeadamente alavancada por um quadro regulamentar que permite que grupos de consumidores partilhem energia em autoconsumo coletivo (já a partir de 2020) ou que se venham a organizar em Comunidades de Energia Renovável (em 2021);
- ✓ A possibilidade de participação do consumo nos serviços de sistema, mesmo que numa fase inicial apenas os grandes consumidores possam prestar esses serviços, e considerando também a possibilidade de no futuro existirem agregadores que permitam uma maior participação dos consumidores.

Considera ainda o CT que estes fatores não deixarão de ter impacto no planeamento das redes de distribuição e consequentemente no da rede de transporte nacional.

18. Análise da procura

A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-2018, que reflete as orientações de política energética do Governo e publicado pela DGEG, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário central ambição do RMSA-E 2018, a que corresponde uma Taxa de Crescimento Médio Anual (TCMA) de 0,6%, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do PNEC 2030.

Na última proposta do PDIRT-E 2017, foi adotado como cenário base, o cenário Inferior do RMSA-2016.

Os valores da procura estimados para os próximos anos foram revistos ligeiramente em alta neste PDIRT-E 2019 em comparação com o PDIRT-E do período 2018-2027. A REN faz notar que o mesmo poderá



acontecer na próxima versão do plano (2021), onde os valores serão novamente revistos em sede de planeamento de rede.

Ainda assim, o CT faz notar a necessidade de se considerarem os níveis de carga na rede expectáveis e a possibilidade de se antecipar projetos sempre que se revelem adequados. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação da rede, e em linha com o que foi defendido no último [parecer](#) do CT sobre o PDIRT-E 2017, aconselha-se que se flexibilize este período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer.

O ORT menciona em diferentes pontos do PDIRT-E 2019 que a resposta ativa da procura carece de legislação e regulamentação própria não se encontrando ainda suficientemente madura.

O CT considera que a sua relevância pode ter um impacto reduzido pelo menos nos anos mais imediatos, mas antevê que no final do 1º quinquénio, o mais tardar durante o 2º, a flexibilidade da procura será uma realidade incontornável que poderá ter um papel relevante no SEN com impactos no planeamento das redes de distribuição e transporte de eletricidade.

Assim, o CT aconselha que o ORT continue a acompanhar e monitorizar, em articulação com o operador da RND, os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, de forma a traduzir esses efeitos no exercício de planeamento logo que a informação a diferentes cenários de procura disponível permita evidenciar as respetivas tendências.

19. Caracterização da atual rede de transporte

Em 31 de dezembro de 2018, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 postos de seccionamento, 1 posto de transição e cerca de 8 907 km de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV.

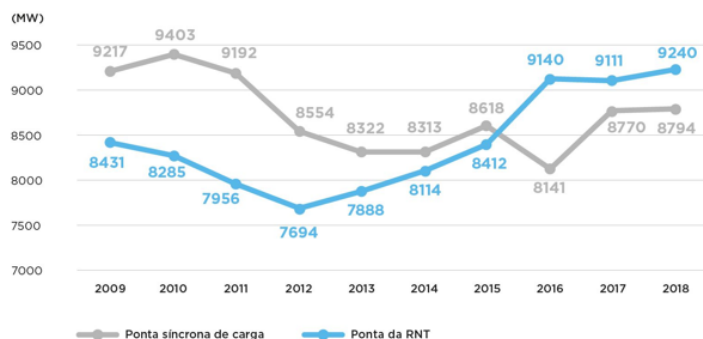
Os principais centros de consumo situam-se maioritariamente na faixa litoral centro-norte (com especial intensidade nas áreas metropolitanas do Porto e de Lisboa) e do Algarve (em que a ponta anual ocorre no verão, ao contrário das demais regiões de maior consumo). A evolução da distribuição geográfica das cargas tem variado pouco ao longo dos últimos 10/15 anos e não se espera que haja alteração significativa do seu padrão para o período de análise deste Plano.

Em contrapartida, a distribuição geográfica do parque electroprodutor tem-se alterado significativamente desde meados da primeira década deste século, mobilizada pela entrada em serviço de centros electroprodutores a partir de fontes de energias renováveis endógenas, designadamente a eólica, com maior dispersão e incidência nas zonas montanhosas do centro interior e norte de Portugal continental.

O padrão de dispersão geográfica e afastamento da produção em relação aos principais centros de consumo continuará na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros electroprodutores, quer de nova produção hidroelétrica de grande potência, quer de outras renováveis, designadamente de solar fotovoltaica (localizada em particular no Alentejo e Algarve, mas não só) e de eólica *onshore* em zonas onde ainda existe potencial por explorar no centro interior e norte de Portugal continental.

A RNT deve dar resposta às solicitações associadas às pontas síncronas de carga (e a um nível mais desagregado às pontas de carga locais) e às pontas de utilização.

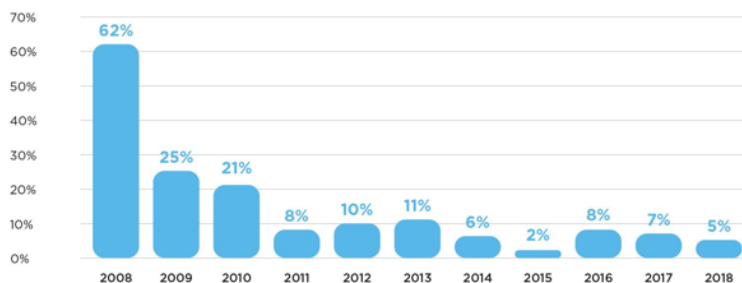
Historicamente, a ponta síncrona de carga do SEN tem apresentado ao longo dos anos uma evolução com valores superiores aos da ponta de utilização da RNT, situação que se manteve até 2015. A partir de 2012, observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da ponta de utilização RNT, constatando-se, a partir de 2016, um valor daquela superior ao da ponta síncrona do SEN, situação que ainda se mantinha em 2018, conforme gráfico da figura seguinte.

**Evolução da Ponta síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT**

Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 41, julho 2019

A saturação da capacidade de interligação disponível tem como consequência a separação de mercados (*market splitting*). Sendo a competitividade entre os agentes de mercado inversamente proporcional ao número de horas em que esta situação de *market splitting* ocorre, pretende-se que a ocorrência destas situações seja minimizada, tendo sempre presente o racional económico dos custos associados ao reforço das redes para aumento da capacidade de interligação e a maior competitividade possibilitada por esse acréscimo de capacidade.

Da análise da figura seguinte verifica-se que no último quinquénio a percentagem de tempo em que ocorreu *market splitting* foi inferior a 8%.

Percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting*

Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 46, julho 2019

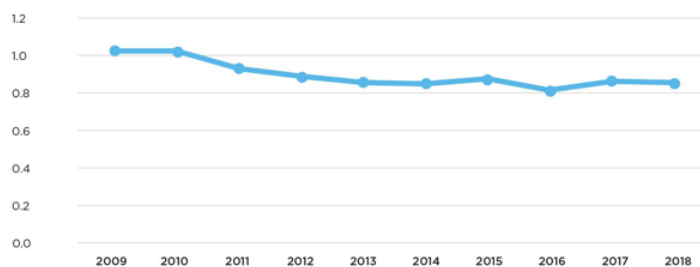
O indicador de adequação da transformação pretende representar, em cada período (ano), uma taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT, às condições de exploração, para que seja monitorizada a garantia de abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida (ligada em redes de tensão igual ou inferior à alta tensão), bem como avaliada a adequação do investimento realizado de uma forma objetiva e transparente.

O valor deste indicador de adequação, de acordo com o ORT, em termos médios, não deverá ultrapassar o valor de 0,95, para que seja possível acomodar taxas de crescimento locais das cargas e outras incertezas, no sentido de assegurar em tempo útil a adequação da transformação.



A figura seguinte apresenta a evolução deste indicador na última década.

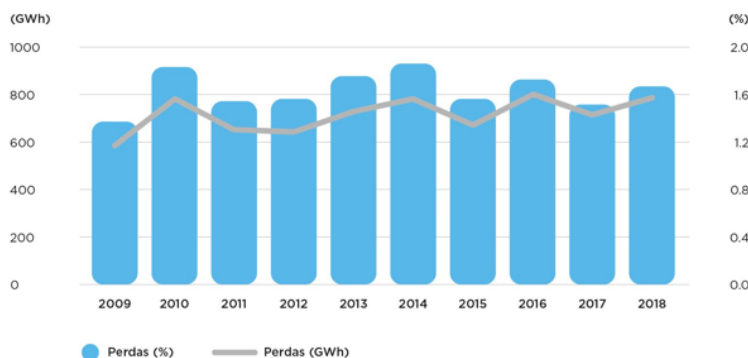
Evolução do Indicador global de adequação da transformação para a RNT



Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 49, julho 2019

As perdas na rede estão muito dependentes dos cenários de geração/consumo (para além dos valores de trocas internacionais), constatando-se um aumento de perdas quando acontecem anos de elevada produção hídrica e/ou eólica (fruto do fator distância), tal como o registado em 2010 e que se repetiu em 2013, 2014, 2016 e 2018, ao contrário do ocorrido em 2015 e em 2017, com regimes hidrológicos muito secos. A percentagem de perdas nesta última década tem apresentado valores que oscilam entre 1,3% e 1,8%.

Evolução das perdas na RNT ocorridas no período 2009-2018



Fonte: PDIRT-E 2020-29 – Proposta REN, p. 51, julho 2019

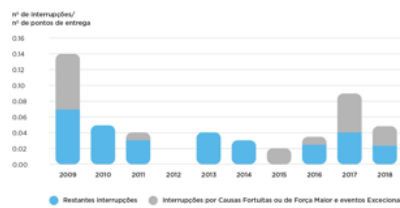
Como resultado das opções de investimento efetuado na RNT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, a RNT tem conseguido manter os níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que se tem otimizado os custos operacionais.

Da análise das figuras seguintes, constata-se que, embora a tendência no período em análise seja de melhoria da qualidade de serviço da RNT, nos anos mais recentes tem-se assistido a uma estabilização destes indicadores.

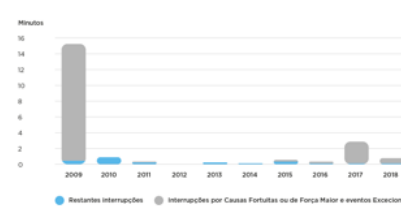


Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da RNT no período 2009-2018

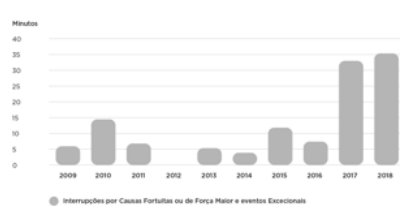
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index



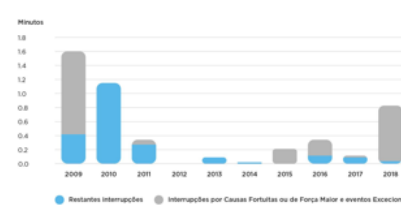
SAIDI – System Average Interruption Duration Index



SARI – System Average Restoration Index



TIE – Tempo de Interrupção Equivalente



Fonte: PDIRT 2020-29-E – Proposta REN, p. 52, julho 2019

20. Classificação e caracterização dos projetos de investimento

Na anterior proposta de PDIRT (PDIRT-E 2017), ORT adotou uma nova linha de orientação do plano identificando claramente os projetos para os quais solicitava uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente em tempo útil.

Assim, à semelhança da proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT mantém a classificação dos projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos, segmentando os projetos de investimento propostos em duas classes: os projetos base, projetos que são, eles mesmos, a proposta do Plano de investimentos que decorre da iniciativa do ORT e um outro conjunto de projetos, os projetos complementares, que representam soluções que o ORT dispõe para dar resposta a necessidades associadas a medidas de política energética ou de sustentabilidade socioambiental.

- ✓ Os projetos base constituem aqueles que, na perspetiva do operador da RNT, assumem um caráter de realização imperiosa para que este possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes da concessão e dos critérios regulamentares em vigor. Estes projetos, integram os já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação à RND, incluindo projetos considerados nos PDIRD aprovados pelo Concedente, e ainda projetos no âmbito da gestão global do sistema.

O Operador da RNT agrega estes projetos nas seguintes categorias:

1. Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT;
2. Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviços dos atuais pontos de entrega ao operador da RND;
3. Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados na proposta de PDIRD-E 2014;
4. Projetos no âmbito da gestão global do sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional.



- ✓ Os projetos complementares constituem aqueles que, na perspetiva do operador da RNT, são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

O Operador da RNT organiza estes projetos de acordo com os seguintes indutores de desenvolvimento:

1. Integração de mercados e concorrência (reforço da capacidade de interligação com Espanha e integração de centrais do Plano Nacional de Barragens (PNBEPH));
2. Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT);
3. Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas do parque eletroprodutor térmico);
4. Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico;
5. Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

No que concerne à caracterização dos projetos Base propostos, o PDIRT-E 2019 descreve com maior precisão o primeiro quinquénio, e em especial os 3 primeiros anos para os quais o operador da RNT inclui os projetos cujas obras já se iniciaram, bem como toda a informação ao nível dos cenários de evolução esperada dos trânsitos da RNT (consumo e ponta), da oferta (nova capacidade de produção), identificando ainda os principais compromissos assumidos com o operador da RND, e a respetiva calendarização anual.

Relativamente aos projetos complementares, a proposta mantém o detalhe na descrição técnica da grande maioria dos projetos, com dois anexos dedicados aos principais projetos, com a descrição das obras, a sua justificação, as alternativas estudadas, e a sua motivação. Neste caso, a presente proposta não atribui a estes projetos uma data específica para a sua entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT, admitindo antes intervalos temporais dentro dos quais eventualmente a realização desses projetos poderá a vir a ter lugar, condicionada à decisão do concedente.

Neste sentido, o CT considera esta proposta de PDIRT-E adequada pela manutenção das diversas melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de plano.

6. Análise multicritério/ custo-benefício

O ORT apresentou os custos dos investimentos previstos, bem como os benefícios que os mesmos possam vir a propiciar ao SEN. Adicionalmente, estimou ainda a evolução dos indicadores associados aos vetores que justificam os referidos investimentos.

No seu processo de avaliação e seleção dos projetos de investimento (ou blocos de projetos de investimento desde que interligados entre si com o mesmo objetivo), o ORT identifica aqueles que dão uma resposta mais adequada às necessidades do SEN.

Esta metodologia, que contempla a definição, desenvolvimento e implementação de modelos económicos de custo benefício – baseados no cálculo de um conjunto de atributos monetizados ou não monetizados, todos eles discriminados na proposta de PDIRT – que permitem avaliar os resultados de diferentes projetos de investimento, tendo em vista o estudo da sua viabilidade, é adequada ao fim exigido e vantajosa para uma análise comparativa global a realizar.

Também os dois horizontes temporais utilizados, de 5 e 10 anos (com exceção dos projetos de "remodelação e modernização de ativos", para os quais a análise é efetuada apenas por 5 anos, o que se entende), para a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, afiguram-se como corretos e



enquadrados no âmbito das boas práticas correntes e comumente aceites, tendo presente a natureza, o setor e a grandeza dos investimentos.

Entende o CT, que seria benéfica a apresentação, por parte do ORT sempre que possível, dos projetos de investimento alternativos analisados, bem como os resultados dessa comparação, de forma a permitir conhecer melhor a interpretação das conclusões decorrentes da aplicação da metodologia MCB.

Embora a proposta de PDIRT-E 2019 apresente a monetização dos custos evitados para o SEN resultante da realização dos investimentos selecionados, considera o CT importante que a ERSE faça a alocação dos custos de investimento em função dos benefícios esperados para os diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que irão beneficiar desses investimentos.

7. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

O ORT mantém, na proposta de PDIRT-E 2019 em apreço, a classificação dos projetos de investimento em projetos base e projetos complementares.

Nos Projetos Base estão incluídos os projetos que o ORT considera serem essenciais para que "possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço" bem como os projetos decorrentes de "compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação, nomeadamente o PDIRD 2018 aprovado pelo concedente" e encontram-se divididos em dois blocos de investimento:

Um bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com 133 milhões de euros, e que inclui:

a) Remodelação e modernização de ativos

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 98 milhões de euros, integram os que segundo o ORT se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT, e visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço da RNT.

O CT destaca que, face ao PDIRT-E 2017 aprovado, o ORT já disponibiliza nesta proposta de PDIRT-E 2019 o eventual custo resultante da não realização dos projetos de modernização.

Em termos globais, é ainda, apresentada a comparação entre o custo associado à opção de uma eventual substituição de todos os ativos em fim de vida útil contabilística e a opção de se realizar apenas o investimento da atual proposta de PDIRT-E 2019.

b) Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento

Neste bloco de projetos de investimento, que totalizam no primeiro quinquénio cerca de 36 milhões de euros, a custos totais, enquadram-se os projetos que visam dar resposta aos compromissos assumidos com o operador da RND em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimento a consumos de instalações ligadas à RND, através do reforço de capacidade de transformação MAT/AT, bem como na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

Um segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de gestão global de sistema, com cerca de 9 milhões de euros.

O CT destaca que, de acordo com a proposta de PDIRT-E 2019, o ORT solicita uma decisão final de investimento para cerca de 90 milhões de euros, a custos diretos externos, incluindo a totalidade dos projetos base propostos para o triénio 2020-2022, e alguns de anos subsequentes.

Para os anos de 2023-2024, a decisão sobre alguns dos investimentos base está condicionada por fatores a ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta.



Por seu turno, os projetos complementares, na perspetiva do ORT, dizem respeito a projetos que são *"mobilizados por fatores com decisão externa ao operador da RNT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, relativamente aos quais o operador da RNT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor"*.

c) Projetos considerados

Ressalva da proposta do ORT que o mesmo salienta ter observado o RMSA-E de 2018 e o PNEC 2021-2030.

No primeiro quinquénio o ORT considera:

- ✓ como projetos base
 - a articulação, em duas fases 2022 e 2023, dos níveis de tensão de 400 e 150 kV na região de Ponte de Lima
 - a instalação de um segundo transformador de potência em Divor e de painéis para um segundo transformador de potência em Ourique, ambos com data de 2024
 - a instalação de compensação de energia reativa a ocorrer entre 2021 e 2023
 - Remodelações diversas
 - Investimentos na gestão do sistema e nas redes de telecomunicações de segurança.
- ✓ como projetos complementares
 - as ligações a 400 kV Pedralva-Sobrado e Alqueva-Divor.

No segundo quinquénio o ORT prevê:

- ✓ como projetos base
 - a melhoria das condições de alimentação na zona de Macedo de Cavaleiros
 - uma nova ligação a 220 kV Rio Maior-Carvoeira
- ✓ como principais projetos complementares
 - a ligação a 400 kV Ribeira de Pena-Lagoaça
 - a reformulação das redes de 220 kV do Porto e de Lisboa
 - a ligação a 400 kV Fundão-Zona Pocinho
 - o reforço da rede de 400 kV na zona Litoral Centro
 - a ligação Rio Maior-Fanhões, que poderá antecipar para o 1º quinquénio, por descomissionamento da central a carvão de Sines
 - O reforço da ligação entre o Baixo Alentejo e a zona de Lisboa/Setúbal

d) Apreciação global

O PDIRT-E 2019 denota um esforço de clarificação dos objetivos a que o mesmo se propõe e que se podem sintetizar na segurança do abastecimento, no aumento da capacidade para integração de energia renovável, na articulação com a RND, no controlo da tensão ao longo das redes, no aumento da capacidade de interligação ao encontro da meta definida pelo MIBEL e na manutenção de infraestruturas diversas.



Considerando o CT que os dados conhecidos conferem uma excelente qualidade de serviço à RNT, não pode deixar de evidenciar o cuidado posto na elaboração deste plano.

8. Investimentos racionais nas redes no contexto da transição energética

O setor energético vive uma dinâmica de transição e de alteração de paradigmas, como bem refere a ERSE no documento de enquadramento da proposta de PDIRT-E 2019. O quadro geral e as metas para a transição energética estão expressas no recentemente aprovado PNEC 2030, em alinhamento com o Regulamento relativo à Governança da Energia e da Ação Climática (Regulamento EU (2018) /1999).

O tradicional fluxo energético de montante para jusante deixa de ser uma realidade, assistindo-se atualmente a fluxos nos dois sentidos, com flutuações importantes que resultam sobretudo do aumento da produção distribuída, nos vários níveis de tensão. Embora se perspetive um aumento significativo da produção distribuída, este aumento não se repercutirá, necessariamente, numa redução da utilização das redes elétricas.

Além da produção distribuída ter um caráter mais local para satisfação das cargas, uma crescente eletrificação fará com que as redes devam possuir um elevado nível de fiabilidade para que todas as tecnologias de flexibilidade (e.g. mobilidade elétrica no consumo e na geração) possam atuar de forma eficaz a nível da rede de distribuição. Com a possível redução das cargas nas interligações, resultado do aumento da produção distribuída e das novas formas de serviços de sistema (resposta dada pela procura), haverá que ser prudente no investimento nas interligações.

O CT reconhece que o balanceamento entre a satisfação da procura, o aproveitamento de recursos endógenos e um investimento racional e sustentável é, cada vez mais, um exercício complexo.

O CT considera prudente a intenção da ERSE de que "*A regulação irá refletir na viabilidade de continuar a planear redundâncias que assegurem 100% de disponibilidade das redes, num contexto com opções de flexibilidade a participar no sistema*", sobretudo se se considerar que alguns reforços de rede serão necessários para fazer face à satisfação da procura de períodos muito curtos.

A ERSE refere no documento de enquadramento da proposta em análise a "*necessidade de mais interligações internacionais, na rede de transporte em muito alta tensão, para que se possa aproveitar e explorar adequadamente o potencial que a diversidade geográfica europeia apresenta, em termos de disponibilidade de recursos renováveis endógenos*".

O CT concorda com o exposto pela ERSE no parágrafo anterior e considera que o reforço de interligações é imprescindível para o bom funcionamento do MIBEL e para cumprimento dos acordos estabelecidos no âmbito deste mercado²⁵⁵, bem como as metas definidas a nível europeu²⁵⁶ com vista a facilitar o Mercado Único de Energia.

Entende o CT que os investimentos conducentes ao reforço de interligações a realizar carecem de estreita articulação com os seus congéneres europeus, nomeadamente no plano da sua planificação e execução, por forma a assegurar um retorno efetivo.

Considera ainda o CT que o planeamento das infraestruturas energéticas deve considerar a interdependência entre o setor elétrico e o setor do gás natural, proporcionando uma maior integração intersectorial, numa lógica de *sector coupling*²⁵⁷, em estreito alinhamento com a política comunitária.

²⁵⁵ Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, novembro 2006

²⁵⁶ *Interconnection ratio*, 2020: $\geq 10\%$; 2030 $\geq 15\%$

²⁵⁷ Acoplamento setorial – a energia pode ser usada para aquecer grandes quantidades de água para o aquecimento de edifícios e casas, eletrificando indiretamente o setor de aquecimento. Nos horários de pico de produção de energia, a eletricidade poderá ser usada para produzir hidrogénio ou gás sintético (energia para gás). O gás pode ser usado para abastecer veículos ou pode ser transformado novamente em eletricidade ou calor em tempos de menor produção solar ou eólica



9. Impactos tarifários

O CT, para poder avaliar os impactos tarifários do PDIRT-E 2019, analisou a proposta apresentada pelo ORT, bem como as estimativas que a ERSE produziu para sua própria análise e suporte de discussão²⁵⁸. A primeira conclusão é que ambas as visões partem de pressupostos diferentes, embora legítimos, mas que dificultam, naturalmente, uma percepção objetiva dos impactos que se procuram apreender.

Por um lado, o ORT com base nas previsões dos investimentos aprovados no PDIRT E-2017 e da proposta PDIRT-E 2019 estima o impacto tarifário considerando as consequências das alterações na base de ativos regulada, mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise (2020-2024). A título de exemplo:

- ✓ Consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período (i.e. 2020 - 2029) e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2019;
- ✓ Base de ativos composta por todos os ativos em serviço, referidos a 31 de dezembro de 2018, acrescida:
 - o Dos projetos que em final de 2018 se previa colocar em exploração até final de 2019;
 - o Dos projetos aprovados do PDIRT 2017 que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise;
- ✓ Tarifas estabelecidas pela ERSE para 2019 como base de partida e para efeitos comparativos;
- ✓ Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,17%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2019;

Por seu lado, a ERSE efetua um exercício com o mesmo objetivo onde parte de outros pressupostos, por exemplo:

- ✓ O ano de referência para a análise de impactos é 2017, por ser o ano anterior à aplicação do PDIRT-E 2017;
- ✓ Ativo aceite para efeitos tarifários até 2017;
- ✓ Investimentos transferidos para exploração de 2018 em diante e que não estão contemplados no PDIRT-E 2019;
- ✓ Ativo referente a investimentos propostos no PDIRT-E 2019, que serão transferidos para exploração a partir de 2020;
- ✓ O total de ativos considerado nestas simulações até 2020 é igual ao ativo considerado no cálculo das tarifas de 2020;
- ✓ Parâmetros (WACC metas eficiência) implícitos nas tarifas 2020²⁵⁹;
- ✓ A partir 2021 – Estimativa dos indutores: variação da extensão da rede (km) indicada no PDIRT-E 2019 e variação de número de painéis calculado pela relação histórica entre n.º de painéis e extensão da rede;
- ✓ Procura a evoluir de acordo com o RMSA-E 2019 (cenário continuidade central do RMSA-E 2019) com taxa média de crescimento anual de 0,6%.

As conclusões, naturalmente, são diferentes do ponto de vista quantitativo, dificultando a percepção e avaliação do impacto tarifário.

²⁵⁸ ERSE, “Apresentação da consulta pública relativa à proposta de PDIRT-E-2019”

²⁵⁹ WACC de 4.88% assumido nas tarifas e preços fixados para 2020

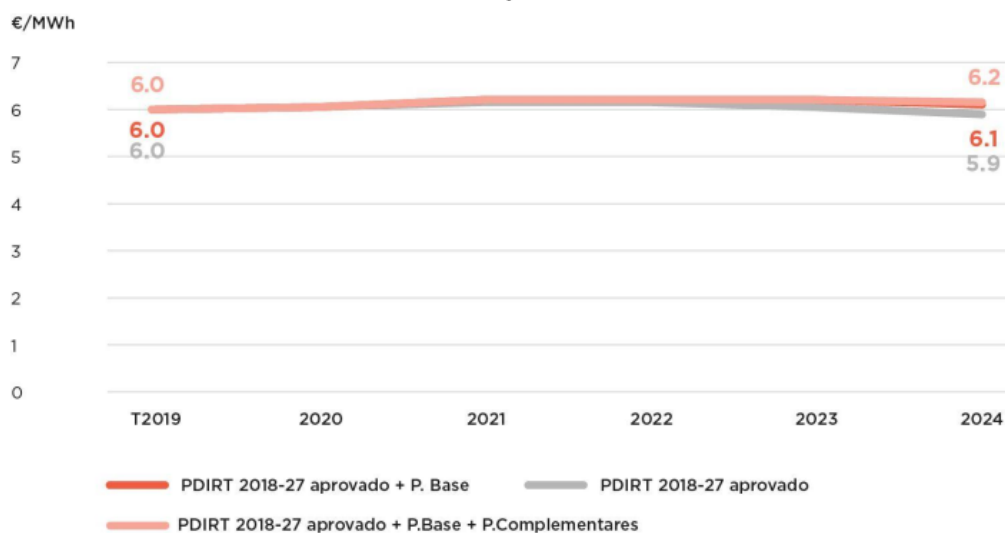


Se considerarmos o único indicador económico comum aos dois exercícios, o impacto nos proveitos unitários da atividade do ORT:

1- Com base nos pressupostos assumidos pelo ORT o impacto dos projetos base e complementares no incremento dos proveitos unitários médios da atividade de transporte cifram-se, no final do primeiro quinquénio, em 0,2 €/MWh relativamente a 2019.

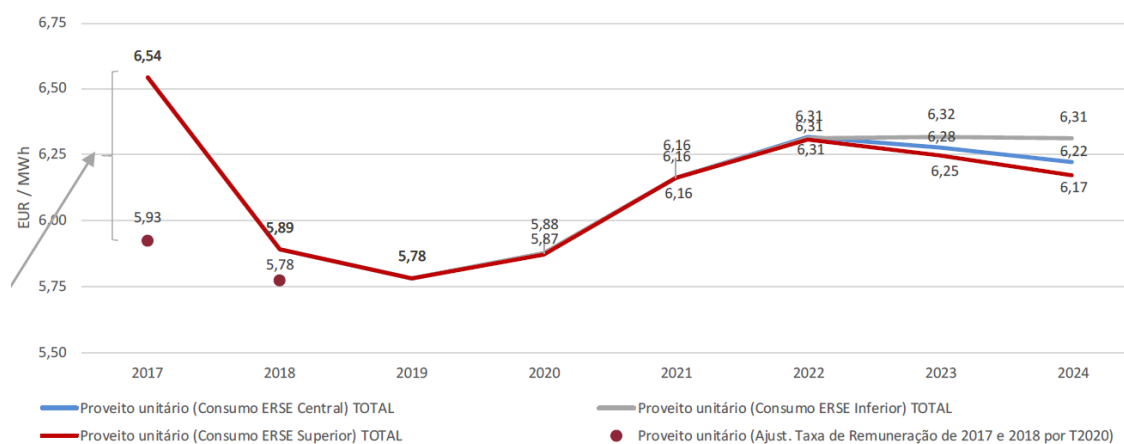
FIGURA 6-7

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



Fonte: REN, Proposta PDIRT 2020-29, julho de 2019

2- Por seu lado, a ERSE apresenta uma evolução diferenciada do proveito unitário da atividade de transporte para o mesmo período de análise, embora culmine num valor em 2024 relativamente próximo do ORT.



Fonte: ERSE, "Apresentação da consulta pública relativa à proposta de PDIRT-E-2019" de 27 de janeiro.

O CT volta a sugerir que se deveria consensualizar e estabelecer um quadro comum de metodologia analítica para estimar os impactos tarifários decorrentes dos planos de investimento na rede de transporte.



O CT também recomenda ao ORT a inclusão de cenários complementares e divergentes dos pressupostos adotados na presente proposta, especialmente na dimensão e evolução positiva ou negativa da procura, para avaliação dos impactos tarifários.

Finalmente, o CT corrobora, a posição da ERSE sobre "o ritmo de investimento prudente e a introdução de novas estratégias de manutenção das redes elétricas existentes que incentivem a sua utilização durante mais anos" o que, possivelmente, poderia permitir um decréscimo no preço médio do setor elétrico.

10. Evolução do quadro estrutural das redes elétricas

A transição energética, objetivo politicamente assumido, coloca novos desafios relevantes e deve ser internalizada na evolução prospetiva e planeamento do desenvolvimento das redes elétricas, procurando um ponto de equilíbrio entre diferentes sinais, por vezes, antagónicos.

O CT considera que o exercício PDIRT-2019 já incorpora várias manifestações das alterações do paradigma de funcionamento do setor como, por exemplo, através do seu alinhamento com as metas do PNEC 2030, submetido à Comissão Europeia em dezembro de 2018.

É, contudo, previsível que questões emergentes coloquem a necessidade de construir múltiplos cenários para o futuro das redes e, por consequência, a definição e priorização dos investimentos operacionais necessários. O CT recupera, entre outras, as seguintes questões:

- a) A eletrificação da economia, patente nos diversos programas tendentes à descarbonização das nossas sociedades, vai coabitar com a tendência decrescente da intensidade elétrica no PIB, o que traduz uma maior eficiência na utilização dos recursos, mas, simultaneamente, uma redução das necessidades energéticas. O balanço deste movimento, incerto, irá impactar e tornar mais probabilística a evolução da procura.
- b) O desacoplamento entre a ponta síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT que é já atualmente superior à do SEN e cujo crescimento é fortemente dependente da injeção na rede de produtores distribuídos vai condicionar grande parte do investimento proposto pelo operador da RNT no futuro.
- c) O confronto entre os investimentos necessários ao crescimento das redes e uma gestão do consumo em ambiente cada vez mais "inteligente" poderá impactar a vida útil dos equipamentos das redes (entre outros, modificação do fator de envelhecimento), complexificando as decisões relativas à necessidade da sua substituição.

O CT recomenda que o ORT, muito em particular e em articulação com a ERSE e a DGEG, monitorize atenta e continuamente os diferentes fatores que condicionam o desenvolvimento da RNT, para que se garanta que não sejam atingidos valores máximos de produção e transporte de energia, não compatíveis com as necessidades e possibilidades de consumo e de exportação, num contexto do MIBEL e construção coordenada do Mercado Único de Energia, evitando o assumir de custos irrecuperáveis (afundados).

Por fim, e em coerência, deve a própria ERSE acompanhar de perto a definição das comparticipações dos custos de investimento em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser auferidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que os motivaram e que beneficiam dos mesmos (i.e. separar os benefícios associados aos consumidores daqueles que irão ser recolhidos pelos produtores).

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.



Aprovado em 26 de fevereiro de 2020.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 (PDIRD-E2018)** ◆ [\[Consulta pública n.º 74\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁶⁰

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a proposta de "*Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023*" cabendo ao CT emitir parecer até 15 de abril de 2019.

No período de elaboração deste parecer foram efetuadas apresentações do PDIRD ao CT:

- » Pela EDP D em 11/março/2019;
- » Pela ERSE em 14/março/2019.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO

1. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua atual redação, estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, prevendo na alínea e) do n.º 2 do art.º 35.º e no art.º 41.º a elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E).
2. Por seu turno, os art.º 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, definem o regime de elaboração do PDIRD-E.
3. Assim, nos termos das suprarreferidas disposições legais, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas.
4. Nesse enquadramento, a EDP Distribuição, enquanto operador da RND, apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a proposta de PDIRD-E 2018 que, por sua vez, apreciou o documento tendo solicitado alterações que foram incorporadas.
5. De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2018, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido art.º 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

²⁶⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



6. Com base nos resultados desta consulta pública, a ERSE emite o seu parecer, incluindo a determinação de alterações à proposta do PDIRD-E 2018. Este parecer, não vinculativo, é enviado ao operador da RND e à DGEG.
7. A DGEG submeteu igualmente ao operador da Rede Nacional de Transporte (ORT) a proposta de PDIRD-E 2018, para emissão de parecer no prazo de 60 dias.
8. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo ORT, o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E 2018, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 30 dias úteis, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE, com os resultados da consulta pública, e do ORT.
9. A aprovação da proposta de PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após apreciação na Assembleia da República de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.
10. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de distribuição, encontra-se ilustrado na figura seguinte:

Figura 1-1 – Esquemática de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-E 2018

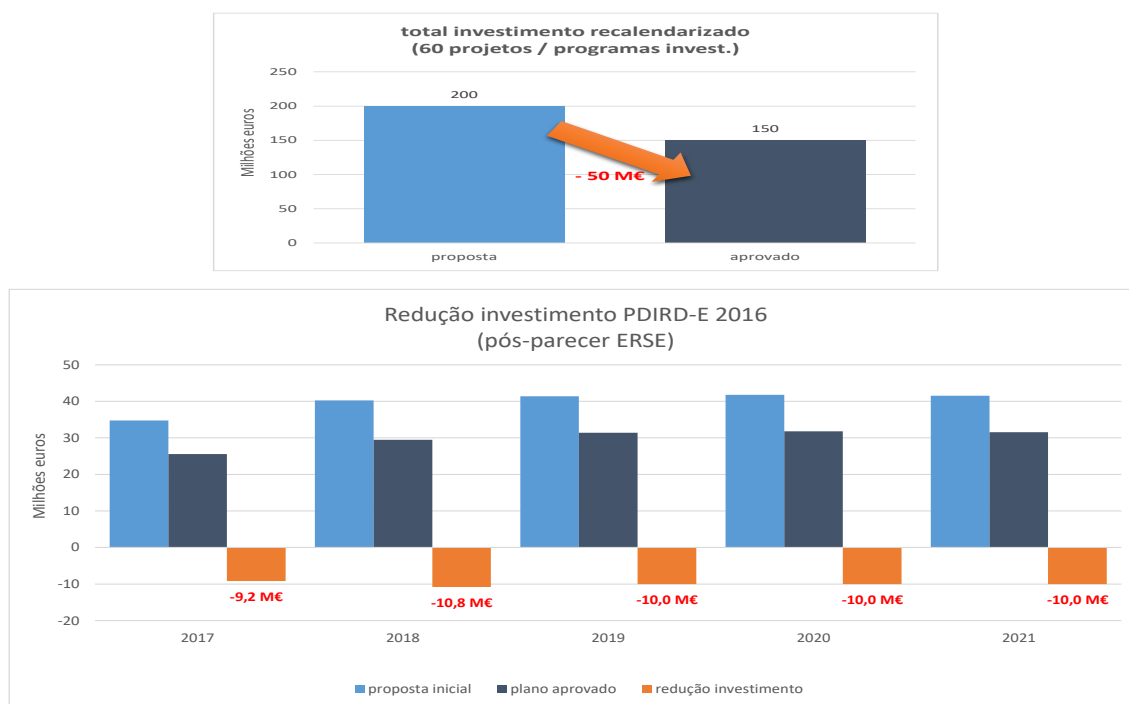


Fonte: ERSE

11. A atual proposta de PDIRD-E 2018 descreve para o horizonte 2019-2023 um conjunto de 144 projetos individuais de investimento específico, englobados em programas de investimento, com e sem desagregação por projeto individual, com 3 cenários de referência, sendo que no cenário 2 - o escolhido pelo concessionário da RND -, o investimento total é de 744 milhões de euros.
12. O CT recorda anteriores recomendações no sentido de ser *"relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos"*, e regista ter sido aprovado pelo Secretário de Estado de Energia, em 27 de Junho de 2018, o PDIRD-E 2016, que abrange o horizonte de investimentos 2017-2021 num total de 799 milhões de euros de investimento específico, após o Operador da RND ter reduzido 50M€ (custos primários) à sua proposta inicial, por recomendação constante do parecer da ERSE²⁶¹.

²⁶¹ Parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2016 (13 março 2017).

"Apesar do seu parecer globalmente positivo à proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE considera que o operador deve reformular a proposta no sentido de reduzir o total do investimento proposto em cerca de 10%, designadamente adiando em um ou dois anos a calendarização da entrada em exploração de um conjunto de projetos de investimento que não sejam urgentes, num montante da ordem de 50 milhões de euros (a custos primários), de entre o seguinte conjunto de vetores e projetos de investimento".



13. Verificando-se um lapso de tempo de cerca de 7 meses entre a conclusão do processo de elaboração do PDIRD-E e a sua disponibilização em consulta pública, (de julho de 2018 a março de 2019), o CT recomenda que o mesmo de futuro seja substancialmente reduzido.
14. Por último, o CT elabora o presente parecer tendo em consideração o Documento de Enquadramento desenvolvido pela ERSE²⁶², a que acrescenta elementos tidos como relevantes para apreciação e não presentes na informação disponibilizada no âmbito restrito da consulta pública.

II

ESPECIALIDADE

1. O CT releva os seguintes pontos que considera fundamentais para melhor exercício da sua missão e para enquadramento deste parecer, reforçando, em alguns casos o já referido em pareceres anteriores:
 - 1.1. A importância da apresentação da avaliação *ex-post* do anterior PDIRD-E "para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos" propostos no atual PDIRD-E. De notar que este alerta continua a não ser atendido pela ERSE ²⁶³;

²⁶² Proposta de PDIRD-E 2018 - Apresentação ao Conselho Tarifário, 14 março 2019.

²⁶³ (PDIRD-2016) Parecer sobre o "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDIRD-E2016)", Parte II - Especialidade, H - Avaliação *ex-post* do PDIRD 3 e 4.

"3. O CT regista que a documentação de suporte à apresentação da proposta de PDIRD não contém a avaliação da execução do Plano anterior, elemento que teria contribuído para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos que agora são propostos.

4. Neste contexto, o CT retoma a recomendação que formulou no parecer sobre o PDIRD-E2014 no sentido de a ERSE incluir na documentação de suporte da consulta pública a avaliação da execução do plano anterior."



- 1.2. A natureza finita da Qualidade de Serviço Técnica (QST), que este Conselho tem vindo a afirmar, sem deixar de reconhecer ao mesmo tempo os progressos registados, e que deu origem a voto expreso para que a remuneração seja relativa melhorias às conseguidas em virtude de beneficiação de natureza estrutural;
- 1.3. A necessidade de não degradação da QST alcançada, que motivou a recomendação de que o esforço de "minimização de custos de manutenção" fosse ponderado "de forma a não comprometer os níveis atuais de QS"²⁶⁴.
2. Embora no PDIRD anterior fosse assumido o "risco de uma ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade"²⁶⁵, pela primeira vez neste PDIRD-E vez é quantificada e projetada uma diminuição da QST global em 2 dos cenários. Igualmente o cenário 3 não afasta o risco de degradação da mesma, o que é aliás reconhecido pela ERSE no seu documento de Enquadramento.
3. Ainda no seu Documento de Enquadramento, a ERSE assume que a proposta de PDIRD-E, mesmo no cenário 3 não exclui por completo o risco de degradação, se bem que o mesmo seja descrito como menor em relação ao do cenário 2.

Quadro 3-1 –Qualidade de Serviço esperada para cada cenários de investimento proposto

| | | |
|-----------|----------|--|
| Cenário 1 | 152,8 M€ | - Degradação da QS global esperada (6min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as piores zonas mas admitindo degradação nas melhores |
| Cenário 2 | 178,7 M€ | - Degradação da QS global esperada (3,5min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e procurando manter controlado o risco de degradação das melhores |
| Cenário 3 | 217,3 M€ | - Manutenção da QS global esperada nos níveis atuais (0min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e com menor risco de degradação das melhores (do que no cenário 2) |

Fonte: ERSE, EDP Distribuição (Proposta de PDIRD-E 2018)

4. Em todos os cenários apresentados é referida uma continuação da *redução das assimetrias* regionais. Para além do consenso sobre a necessidade desta orientação dos investimentos, o CT julga que seria oportuna e adequada uma materialização objetiva da redução destas assimetrias, pelo que sugere que se quantifique o nível de melhoria implícito.

²⁶⁴ PROSSE&PAMPQS-2017, II – Especialidade, A. 1. – Qualidade de Serviço na Rede de Transporte de Energia Elétrica, b).

"O CT regista a boa qualidade de serviço da rede de transporte cuja avaliação se encontra suportada na monitorização em permanência em todos os seus pontos de entrega. Conforme refere a ERSE no Relatório de QS de 2015, "o reduzido número de interrupções que se tem registado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede".

²⁶⁵ (PDIRD-2016) II – Especialidade, A. 1 e A. 8.

"No âmbito do vetor da QST foram analisados pelo ORD três cenários de investimento tendo o ORD proposto o cenário central neste PDIRD 2017-2021, que corresponde a um investimento médio anual de 41,8 M€, cujo objetivo é atingir uma ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% e reduzir a assimetria entre regiões, admitindo um risco de ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade."



Não obstante o acima exposto, o CT constata que os indicadores de QST da RND, ao nível da continuidade de serviço da MT, estão alinhados com a média europeia e que comparam favoravelmente com os valores padrão determinados pela ERSE.

| Indicador geral | Zona geográfica | Padrão | Acumulado Ano | | | | |
|-----------------------------|-----------------|--------|---------------|------|------|------|------|
| | | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| SAIDI MT (horas/PdE) | A | 3 | 0,60 | 0,49 | 0,57 | 0,56 | 0,46 |
| | B | 4 | 1,19 | 1,03 | 0,98 | 0,88 | 0,83 |
| | C | 7 | 2,16 | 1,80 | 1,46 | 1,41 | 1,45 |
| SAIFI MT (interrupções/PdE) | A | 3 | 0,87 | 0,81 | 0,69 | 0,96 | 0,77 |
| | B | 5 | 1,49 | 1,33 | 1,26 | 1,27 | 1,20 |
| | C | 7 | 2,40 | 2,20 | 1,93 | 1,96 | 1,82 |

Fonte: ERSE, EDP Distribuição Proposta de PDIRD-E 2018

A análise dos dados da tabela anterior permite concluir que o nível de continuidade de serviço nas zonas de qualidade de serviço A é superior ao verificado nas zonas B e C.

Por sua vez, o valor médio global do SAIDI MT apurado em 2017 e considerado como referência no estudo é de 77,6 minutos, admitindo-se o seu agravamento em 6 minutos no cenário 1 e em 3,5 minutos no cenário 2.

Não sendo explícita a relação dos investimentos propostos com as zonas de qualidade de serviço, o CT sugere que nos mesmos sejam identificadas as zonas a que respeitam.

| Zona | Caraterização das zonas | Cientes # | Cientes % |
|------|--|-----------|-----------|
| A | Capitais de distrito e localidades com mais de 25.000 clientes | 1.377.739 | 22 |
| B | Localidades com número de clientes entre 2.500 e 25.000 | 1.925.940 | 31 |
| C | Restantes localidades e território | 2.924.232 | 47 |

Fonte: EDP Distribuição

5. Desta forma, o CT considera que será difícil vir a fazer de futuro uma correta avaliação da implementação deste PDIRD-E no que diz respeito aos investimentos na QST, uma vez que os parâmetros fundamentais para a avaliação dos mesmos não se encontram devidamente balizados e geograficamente definidos à partida.
6. O ORD define três cenários de consumo sobre os quais efetuou o exercício de cálculo da previsão dos proveitos unitários da atividade AT/MT em 2023, tendo em conta cada um dos cenários de investimento propostos, concluindo que o *cenário proposto, assegura a concretização dos objetivos definidos, com um nível de risco tolerável, contribuindo para o desagrevamento da tarifa e assegurando a eficiência do investimento*. Resumindo os cálculos do ORD:
 - a. No cenário de consumo central prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de
 - i. - 0,47, se aplicado o cenário 2 de investimento
 - ii. - 0,55, se aplicado o cenário 1 de investimento



- iii. - 0,32, se aplicado o cenário 3 de investimento
- b. No cenário de consumo superior prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de
 - i. - 0,57, se aplicado o cenário 2 de investimento
 - ii. - 0,65, se aplicado o cenário 1 de investimento
 - iii. - 0,42, se aplicado o cenário 3 de investimento
- c. No cenário de consumo inferior prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativamente a 2018 de
 - i. - 0,36, se aplicado o cenário 2 de investimento
 - ii. - 0,44, se aplicado o cenário 1 de investimento
 - iii. - 0,20, se aplicado o cenário 3 de investimento
- d. No cenário de consumo do RMSA prevê-se uma variação de proveito unitário (Euros /MWh) relativo a 2018 de
 - i. - 0,23, se aplicado o cenário 2 de investimento
 - ii. - 0,32, se aplicado o cenário 1 de investimento
 - iii. - 0,07, se aplicado o cenário 3 de investimento

(Euros /MWh)

| | 2018 | 2023 | | |
|------------------|------|-----------|-----------|-----------|
| | | Cenário 2 | Cenário 1 | Cenário 3 |
| Consumo Médio | 8,25 | 7,78 | 7,7 | 7,93 |
| | | -0,47 | -0,55 | -0,32 |
| Consumo Superior | 8,2 | 7,63 | 7,55 | 7,78 |
| | | -0,57 | -0,65 | -0,42 |
| Consumo Inferior | 8,33 | 7,97 | 7,89 | 8,13 |
| | | -0,36 | -0,44 | -0,2 |
| RMSA | 8,28 | 8,05 | 7,96 | 8,21 |
| | | -0,23 | -0,32 | -0,07 |

7. A tendência atual de reforço dos objetivos de ligação de energia renovável decorrente da antecipação do cumprimento dos objetivos ambientais estabelecidos ao nível nacional e europeu releva a importância do papel presente e futuro da capacidade de receção dessa produção nos diversos níveis de tensão do SEN, matéria que o PDIRD-E em apreço identifica e que o CT não pode deixar de apoiar.
- a. A capacidade de acomodar produção renovável deve ter em conta, não só a capacidade de receção do nível de tensão a que essa produção se liga, como também as circunstâncias e capacidades que venham a ser necessárias para o seu correto e seguro escoamento através dos níveis de tensão superiores, ao encontro dos pontos onde essa energia seja efetivamente consumida. Esta coordenação está assegurada através do próprio PDIRD-E no quadro da rede de distribuição, bem como da sua articulação com o PDIRT, patente com a publicação das capacidades de receção locais que os ORD e ORT fazem²⁶⁶.

²⁶⁶ Anexo 6.A do PDIRD-E.



- b. Já quanto à análise dos efeitos dos ganhos sobre as perdas técnicas, a situação deve ser ponderada de forma global:
- Comumente considera-se que a proximidade entre a produção e o consumo é benéfica por potencializar uma redução das perdas associadas e à circulação de energia e sua transferência entre níveis de tensão;
 - Também se entende que ao nível da BT, onde a maioria das cargas se situa, os ganhos de proximidade sejam maximizados nessas circunstâncias.

Contudo, o CT não pode deixar de sublinhar que esses benefícios só ocorrem quando os níveis de produção, a um nível local, são reduzidos ou equilibrados face ao consumo.

De facto, quando esses níveis de produção excedem o consumo, a transferência do excesso de produção para os níveis de tensão superiores para permitir o uso dessa energia de forma menos localizada é uma consequência.

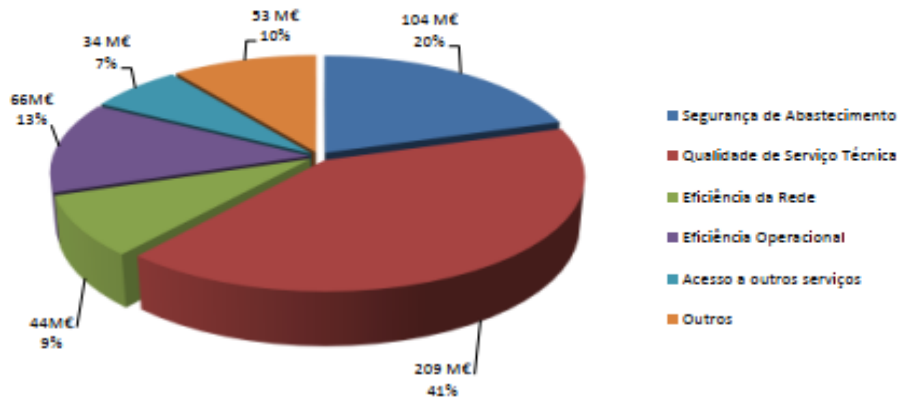
Nestes casos, também se poderia argumentar que as ligações de produção em níveis de tensão superiores serão benéficas, se a energia aí produzida, porque excedentária face aos consumos locais, for maioritariamente destinada a ser transferida para outros locais onde ela possa ser utilizada.

Assim, entende o CT que o benefício da produção renovável ligada nos diversos níveis de tensão em relação às perdas, deverá refletir o efeito e balanço dos níveis de produção e consumo locais e da energia a transferir para redes geograficamente distantes.

8. Os benefícios associados à qualidade de serviço em particular na componente de energia não distribuída refletem apenas a visão da continuidade de serviço. A qualidade de serviço nas restantes dimensões, designadamente quanto à qualidade de onda, é também uma preocupação de grande parte dos utilizadores, em particular da indústria que, na transformação tecnológica do tecido produtivo nacional e na procura de maior eficiência, têm apostado em equipamentos e tecnologias com uma exigência particular na fiabilidade e qualidade da fonte de energia.
- a. Assim, o CT, no que à questão da continuidade de serviço se refere, entende que a melhoria contínua dos padrões é essencial, tendo em conta que a métrica da energia não distribuída não reflete de forma suficiente as assimetrias regionais e locais que existem, impondo-se uma resiliência crescente na resposta aos critérios de segurança de abastecimento através de medidas de planeamento de rede já evidenciadas neste PDIRD-E bem como na renovação dos sistemas e equipamentos em causa.
- b. Complementarmente, o CT recomenda a observação de eventuais medidas e investimentos que venham a assegurar um melhor desempenho global das diversas dimensões da qualidade de serviço.
9. A qualidade de serviço das redes de AT e MT evoluiu positivamente nos últimos anos fruto de investimentos significativos. Por exemplo, no PDIRD-E 2016 (2017-2021), a qualidade de serviço foi o vetor mais importante, com um investimento médio de cerca de 40M€ ano, como se mostra no quadro que se segue, em consequência do que a qualidade de serviço técnica se situa hoje a um nível similar à média dos países europeus com redes semelhantes, como se evidenciou no ponto 4 deste parecer.



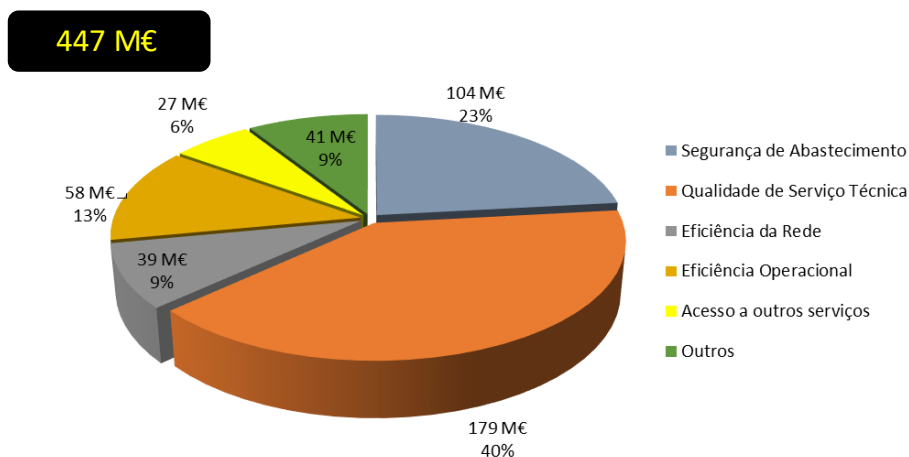
Fig. 5.3. do parecer da ERSE ao PDIRD – E 2016



Fonte: ERSE

O PDIRD-E 2018 mantém a ordem de grandeza relativa do investimento na qualidade de serviço técnica, que continua a ser o vetor de maior valor, passando de 41% para 40% do valor total proposto para o cenário 2, embora em valor absoluto diminua 6M€/ano, por efeito da redução do valor total do investimento.

Vetores de Investimento Específico PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE, EDP Distribuição (proposta de PDIRD e-2018)

Importa ainda referir que os investimentos noutros vetores como a renovação de equipamentos e inovação, contribuem também para a melhoria da qualidade de serviço devido à evolução tecnológica dos novos equipamentos instalados relativamente aos que são substituídos e ao inerente aumento da fiabilidade e eficácia dos novos equipamentos.

A elevada qualidade técnica é ainda comprovada pelo facto de, desde 2011, a qualidade de serviço estar acima do nível de referência estabelecido pela ERSE.



A boa qualidade de serviço em termos médios estatísticos não impede, contudo, a existência de zonas e pontos das redes com menor qualidade de serviço, o que impõe a continuidade da estratégia seguida de atuação seletiva sobre esses pontos.

Em conclusão, entende o CT que, após uma atuação mais generalizada que permitiu atingir um nível de qualidade de serviço comparativamente elevada em termos médios estatísticos, se deve prosseguir numa perspetiva de eliminação de pontos de qualidade mais baixos e respondendo às necessidades dos consumidores.

10. A proposta de PDIRD-E 2018 inclui um investimento de cerca de 24 milhões de euros associados à instalação de cerca de 20500 novos DTC (*Distribution Transformer Controller*), no âmbito do plano de investimentos previstos para as redes inteligentes.

No documento colocado em consulta pública, a ERSE questiona os agentes sobre a metodologia mais adequada para a alocação deste investimento, por tipo de rede ou nível de tensão, nomeadamente se o investimento deve ser alocado na totalidade à rede AT/MT ou se deve ser também repartido entre a rede de BT, atendendo aos benefícios resultantes do investimento para este nível de tensão.

Os DTC são um elemento importante de suporte à gestão e supervisão das redes em MT e BT, bem como à gestão integrada da rede, principalmente em cenários de elevada penetração de recursos distribuídos e de operação em regime perturbado, com reflexos positivos na monitorização e gestão dinâmica dos fluxos de energia e, potencialmente, com contributos para a supervisão da estabilidade global do sistema elétrico.

Adicionalmente, constata-se que os DTC têm um papel importante na recolha e integração de dados de consumo de instalações ligadas em BT, funções previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e atribuídas à concessionária da RND. Os benefícios associados aos DTC são transversais aos vários níveis de tensão e, por conseguinte, justifica-se a sua incorporação na rede de MT dada a importância que tem ao nível da operação integrada da rede de distribuição (AT/MT/BT).

Atualmente, os custos com os DTC são alocados à rede de MT. Pelas razões anteriormente apresentadas, o CT considera adequado que este investimento continue a ser alocado à rede de MT.

Por outro lado, a alocação a MT permitirá continuar a assegurar a uniformidade das soluções tecnológicas na interface entre a rede de MT (concessão da RND) e as redes de BT (concessões municipais), independentemente do cenário futuro de exploração das concessões de distribuição de eletricidade em BT.

Com efeito, no caso de os concessionários das redes de MT e BT serem distintos, é necessário assegurar que existe uma adequada partilha da informação recolhida pelos DTC, em moldes a regulamentar pela ERSE.

III

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

No seu [parecer anterior](#) (PDIRD-E 2016) o CT relevou as seguintes recomendações que considera deverem ser prosseguidas:

1. A busca por uma maior sincronização entre o ciclo regulatório e os ciclos de investimento, uma vez que o ciclo de regulação (3 anos), por não ser coincidente com o horizonte temporal exigido (5 anos para o PDIRD-E e 10 anos para o PDIRT) não facilita o exercício previsional e respetiva análise, podendo ferir a consistência do plano com os parâmetros a aprovar pela ERSE.



2. O CT considera positiva a estabilização evidenciada no PDIRD 2018 no que diz respeito às perdas técnicas na RND. Deve-se, contudo, prosseguir-se os esforços para uma redução do nível de perdas total, ou seja, atuar nas perdas não técnicas. Melhorias neste indicador constituem um benefício para os consumidores.
3. No que diz respeito aos impactos tarifários, nomeadamente as estimativas dos proveitos unitários, é desejável uma maior uniformização das metodologias entre o proponente e o Regulador, bem como a inclusão, por parte da ERSE, do cenário de referência adotado na proposta do PDIRD.
4. Considerando a recente apresentação do PNEC, impõe-se a necessidade de incorporar as alterações estratégicas decorrentes do mesmo na formulação do próximo PDIRD – E.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que as preocupações e recomendações constantes deste parecer deverão ser consideradas e incorporadas no parecer a emitir pela ERSE.

Aprovado em 29 de março de 2019.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017) ◆ [\[Consulta pública n.º 64\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"²⁶⁷.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações do PDIRT-E ao CT:

- Pela REN em 23/fevereiro/2018;
- Pela ERSE em 9/março/2018.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

GENERALIDADE

A. INTRODUÇÃO

1. Em cumprimento do estabelecido no n.º 1, do artigo 36.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a REN — Rede Elétrica Nacional, enquanto operador da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017).
2. Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4, do artigo 36.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215/2012, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

B. ENQUADRAMENTO

A elaboração do PDIRT-E 2018-2027 pela REN, enquanto ORT, encontra-se sujeita à seguinte legislação comunitária e nacional:

B.1 Legislação comunitária

1. **Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas. Esta Diretiva remete para o Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho, alguns aspetos respeitantes à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido nesse Regulamento europeu.

²⁶⁷ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho



A Diretiva 2009/72/CE foi transposta para a ordem jurídica interna através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram, respetivamente, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2. **Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho** consagra as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.
3. **Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril** destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

Este regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste regulamento são:

- a) Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- b) Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;
- c) Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do Connecting Europe Facility (CEF) — mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

A lista de PCI da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2016/89, de 18 de novembro de 2015, será substituída pela terceira lista de PCI da União, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a publicar brevemente.

4. **Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro** - determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.
5. **Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016**, estabelece o código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (MG)
 - a) O Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão estabelece um código de rede que define os requisitos para a ligação à rede interligada de instalações geradoras, nomeadamente módulos geradores síncronos, módulos de parque gerador e módulos de parque gerador ao largo. Contribui, por conseguinte, para assegurar condições equitativas de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança das redes e a integração das fontes de eletricidade renováveis, e para facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia.
 - b) As novas realidades de produção renovável exigem que essas tecnologias não deixem de ter capacidade técnica para acomodar perturbações de rede e assim contribuir para a segurança e estabilidade dos sistemas e redes, à semelhança dos restantes centros electroprodutores em condições de equidade, razão que torna imprescindível o enquadramento técnico destas características. Este esforço está a ser objeto de normalização ao nível europeu através do presente regulamento que afeta as condições técnicas de ligação.



- c) Este regulamento estabelece igualmente obrigações destinadas a garantir que os operadores de rede fazem uma utilização adequada das capacidades das instalações geradoras, de forma transparente e não discriminatória, para proporcionar condições equitativas em toda a União Europeia.

B.2 Legislação nacional

1. **Decreto-Lei n.º 2 215-8/2012, de 8 de outubro** - procedeu à sexta alteração do Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que consagra o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 2 2154/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva 2 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.
2. **Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro** - constitui a quinta alteração do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

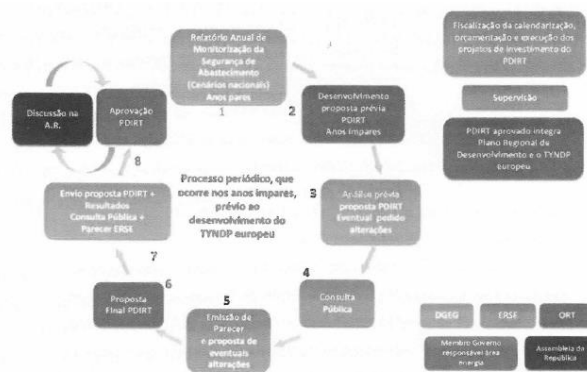
De acordo com o artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 2154/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar um plano decenal do desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), que inclua:

- a. Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;
- b. Indicação dos investimentos que o operador da RNT tenha já decidido efetuar e, de entre estes, os que preveem realizar nos três anos seguintes;
- c. O calendário dos projetos de investimento.

C. PROCEDIMENTOS

1. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte pode sintetizar-se no seguinte esquema:

Figura 1-1 — Esquemática de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRT.E



Fonte: ERSE – Proposta de PDIRT-E 2018-2017



2. O planejamento da RNT deve estabelecer medidas que permitam assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a recepção e entrega de eletricidade, de acordo com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.
3. A REN, enquanto ORT, envia à DGEG para apreciação, a sua proposta de PDIRT-E, até 31 de março dos anos ímpares. A apreciação pela DGEG rege-se pelas necessidades de investimento com vista a assegurar níveis adequados de segurança de abastecimento e ainda o cumprimento de outras metas de política energética.
4. A proposta de PDIRT-E em apreço é submetida a consulta pública pela ERSE, nos termos do número 4, do art.º 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. Este documento, sujeito a consulta pública, já incorpora eventuais pedidos de alterações apresentados pela DGEG à proposta inicial da REN.
5. Posteriormente, o parecer da ERSE acompanhado dos resultados da consulta pública é enviado ao membro do Governo responsável pela área da energia, a quem cabe a decisão final relativamente à aprovação do PDIRT-E.
6. Esta consulta decorre do processo de apresentação e aprovação da proposta de PDIRT-E, para o período 2018-2027, que assenta no RMSA-E 2016, aprovado em janeiro de 2017, apresentada pela REN, enquanto entidade concessionária da RNT (Rede Nacional de Transporte) à ERSE.
7. O CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao calendário de aprovação do PDIRTE. Atualmente, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (na redação dada pelo Decreto Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro), estabelece que o Governo tem 30 dias para aprovação. Por seu turno a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2017, veio adicionar uma nova etapa ao processo de apreciação e aprovação do PDIRT traduzida na discussão da proposta por parte da Assembleia da República, após parecer da ERSE decorrente da análise dos resultados da presente consulta pública.
8. Este processo terá o seu desfecho com a decisão pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Afigura-se, contudo, necessário clarificar a sequência do processo de decisão por cada um dos intervenientes, bem como os respetivos prazos associados a cada uma das etapas deste processo, salvaguardando a atempada decisão relativa aos projetos apresentados na proposta de PDIRT-E.
9. A este propósito o CT reitera a preocupação pelo facto de a proposta de PDIRT- E 2015, após consulta pública e parecer da ERSE continuar sem decisão por parte do concedente.

D. RECOMENDAÇÕES DO CT À PROPOSTA DE PDIRT-E 2018 – 2027

1. Globalmente, o CT considera esta proposta de PDIRT-E positiva, nomeadamente pelas diversas melhorias introduzidas pela REN face ao PDIRT-E anterior nomeadamente:
 - a. **Previsão da evolução do consumo de eletricidade e ponta síncrona:** A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-E 2016, que reflete as orientações de política energética do Governo e é publicado pela DGEG, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Inferior do RMSA-E 2016, e realizando uma análise de outros cenários de procura central e superior que são mais exigentes, nas opções de investimento. Na última proposta de PDIRT-E 2015, foi adotado como cenário base, o cenário central do RMSA-E 2014.
 - b. **Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento:** À semelhança da proposta de PDIRT-E anterior, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada Multicritério/Custo-Benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de



investimento. Adotando esta metodologia, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 as soluções técnicoeconómicas (projetos de investimento) que entende darem melhor resposta às diferentes necessidades, tendo:

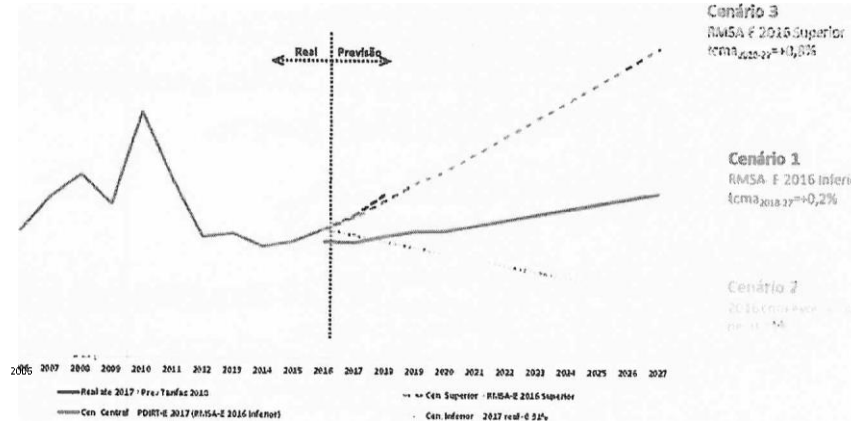
- i. Aplicado esta metodologia individualmente a cada projeto complementar;
 - ii. Introduzido algumas melhorias, como por exemplo a monetização da variação das perdas elétricas, mas também a disponibilização sobre dados relativos ao índice de Estado dos ativos.
- c. Identificação dos projetos que necessitem Decisão Final de Investimento (DFI):** na atual proposta, o ORT adotou uma nova linha de orientação do plano e identifica claramente quais os projetos que considera fundamentais e para os quais é necessário DFI (respetivos montantes) no primeiro quinquénio do plano. Os projetos foram classificados em dois segmentos:
- i. Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança de pessoas e bens, os níveis de operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento;
 - ii. Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados à implementação de medidas de política energética.
- d. Projetos futuros:** a anterior proposta não indicava projetos para decisão futura. O PDIRT-E 2017 dedica o ponto 5.4 ao tema "energias renováveis de origem ou localização oceânica", concretamente ao aproveitamento de produção de energia eólica localizada ao largo de Viana do Castelo. O operador da RNT informa que "o projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. de Castelo será totalmente financiado com subsídios". Apresenta ainda o indutor "Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar", dando relevo à informação disponibilizada sobre o elevado volume de pedidos para ligação de projetos solares, totalizando mais de 3000 MW, distribuídos essencialmente pelo Alentejo e Algarve.
- e. Quantificação do custo total de cada projeto:** Face à proposta anterior, em que apenas era disponibilizada informação dos custos dos projetos a Custos Diretos Externos (CDE), o ORT identifica agora os montantes relativos a encargos de estrutura e gestão e a encargos financeiros, permitindo quantificar de forma clara o custo total a incorporar no cálculo das tarifas.
- f. Análise do Impacto tarifário**
- i. O operador da RNT disponibiliza informação sobre a estimativa do impacto tarifário, referindo os pressupostos considerados na determinação dos mesmos, para os projetos base e para o agregado de projetos base e projetos complementares.
 - ii. À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, a análise de impactos foi realizada em várias vertentes (preço médio do SEN, preço médio das tarifas de acesso, proveito unitário da atividade de TEE).
 - iii. Foi considerado um cenário de consumo conservador, (estagnação no nível previsto para Tarifas 2017) sendo assim o mais desfavorável para medir o impacto tarifário, enquanto na proposta de PDIRT-E 2015 foi apresentada a sensibilidade dos impactos em relação à variação do consumo.
 - iv. São também apresentados os impactos tarifários individualizados para cada projeto complementar.
 - v. Da informação apresentada ao CT, este regista positivamente o facto de em qualquer dos cenários de investimento futuro, o esforço tarifário ser consistentemente decrescente,



resultante da diminuição da base de ativos líquidos a remunerar em qualquer dos cenários considerados pela ERSE.

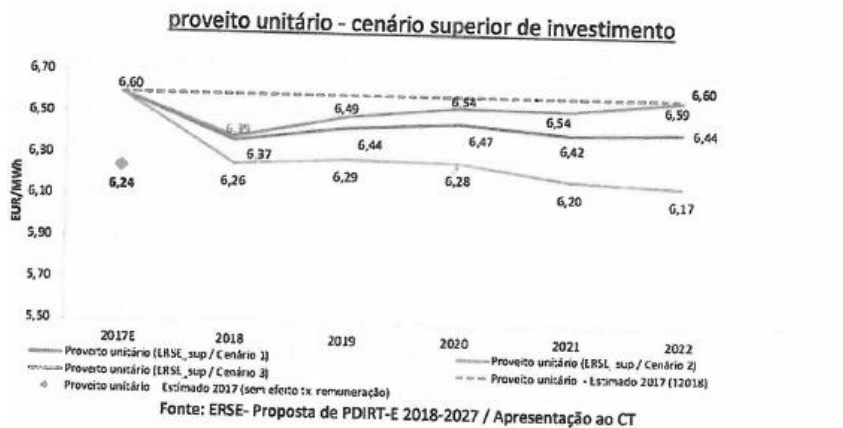
vi. De acordo com os gráficos abaixo, constantes da apresentação ao CT pela ERSE:

Cenários de evolução da procura considerados na análise ERSE

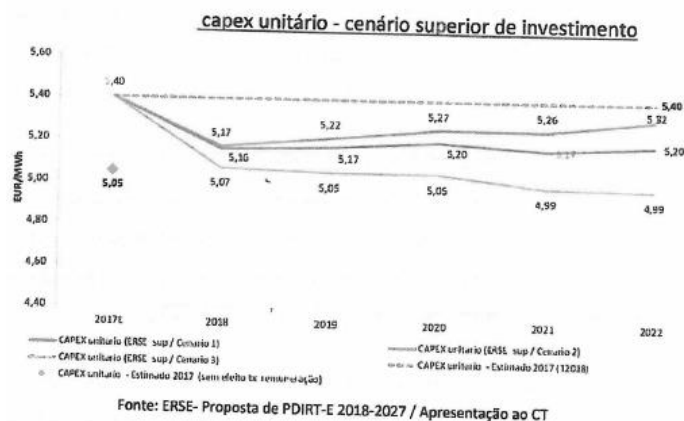


Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

Evolução do proveito unitário e CAPEX unitário com base nos diversos cenários de evolução da procura tendo por base o cenário superior de investimento²⁶⁸ da análise ERSE



²⁶⁸ Projetos base e projetos complementares transferidos para exploração até 2022, exceto alimentação cliente MAT, como referido na apresentação da ERSE ao CT.



- g. Cenários de oferta de produção de energia elétrica: O operador da RNT considerou como pressuposto a manutenção da central térmica de Sines até 2025, bem como o descomissionamento das centrais do Pego (carvão) em 2021 e da central a GN Tapada do Outeiro em 2024, de acordo com a trajetória a do RMSA-E 2016. Por outro lado, a atual proposta já não considera as centrais do Alvito e Girabolhos, e considera o adiamento da central do Fridão. Com este cenário de oferta, o operador da RNT ajustou a proposta de planeamento em consonância, com impacto no adiamento de alguns projetos.
- h. O CT considera positivo que da comparação entre as duas propostas de PDIRT-E, anterior e a atual, em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, se constate uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (a CDE), passando de mais de 600 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2015, para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017.
2. Face ao exposto, o CT considera igualmente que alguns aspetos desta consulta carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento pelo que, sem prejuízo de análise mais aprofundada nos pontos abaixo, destacam-se sucintamente os seguintes temas:
- a) A designação de alguns projetos como complementares não deve induzir em erro quanto à prioridade dos mesmos. Esta designação inclui projetos essenciais para o sistema e cumprimento dos compromissos já estabelecidos.
 - b) No processo de consulta pública seria positivo que os pressupostos de procura incluíssem informação sobre: (1) eventual atualização de dados face ao RMSA-2016, (2) o PDIRT ficaria mais completo se incluísse sensibilidades a cenários de maior crescimento da procura, e (3) o conceito de utilização da rede fosse considerado com maior amplitude para além do consumo.
 - c) O descomissionamento da central de Sines cria potenciais limitações à operação do sistema, facto que tende a ser agravado com a eventual necessidade de antecipação do mesmo, pela recente eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de CO2 até 2022.
 - d) No âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico (PNBEPH), e desta proposta de PDIRT-E deve ser garantida a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroelétricos, alguns dos quais em construção, com as respetivas ligações à rede, nos termos contratuais estabelecidos.
 - e) A proposta de PDIRT-E 2017 não considera outras ligações adicionais de geração provenientes de fontes renováveis, para o período 2020-2030, ainda em discussão, no âmbito das orientações



européias de política energética e ambiental (*Clean Energy for all Europeans*). Assim, o CT considera prudente a abordagem do PDIRT-E.

- f) O projeto *WindFloat* deve ser objeto de DFI, pelo vetor de importância estratégica para o país e pelos compromissos já assumidos, sendo que o início de operação tem de ocorrer até ao final de 2019 para cumprir com as obrigações do Programa de Financiamento da Comissão Europeia.

E. RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

- a. No parecer à proposta de PDIRT-E 2015, para o período 2016-2025, a ERSE efetuou as seguintes Recomendações:

- i. Todos os projetos de investimento deverão ser reponderados, com a necessidade e urgência da sua concretização melhor justificada, para que possam merecer uma decisão final de investimento em sede de aprovação de uma proposta de PDIRTE;
- ii. As previsões do consumo final de eletricidade deverão ter em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento das mais recentes previsões para a economia portuguesa que afetarão as perspetivas de evolução do consumo de eletricidade;
- iii. A especificação pelo operador da RNT de quais os projetos para os quais solicita uma DFI na edição de PDIRT-E em avaliação, permitirá ao decisor ter uma visão mais clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento de cada um dos projetos (ou conjunto de projetos) de investimento sujeitos a uma DFI, reduzindo o montante de investimento associado à aprovação de cada uma das edições de PDIRT-E.

- b. Na proposta de PDIRT-E 2017 em apreço verifica-se que foram acolhidas as seguintes recomendações:

- i. Melhor adequação do investimento global;
- ii. Melhoria da informação sobre os custos totais;
- iii. RMSA-E 2016 atualizado;
- iv. Identificação de projetos que necessitam de DFI;
- v. Análise de impacto nos proveitos projeto a projeto.

- c. No entanto a ERSE considera que ainda há espaço para melhoria dos seguintes aspetos:

- i. Análises de sensibilidade;
- ii. Análise ponta RNT /ponta Síncrona;
- iii. Coordenação entre ORT e ORD - Os operadores das redes devem procurar coordenar entre si a operação das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede e de melhor fundamentar decisões conjuntas de investimento, patentes em futuras propostas de PDIRT-E e PDIRD-E;
- iv. Análise Custo Benefício (CBA) - No que diz respeito à análise do vetor de investimento "gestão do fim de vida útil de ativos" e participação de reforço de redes, a ERSE recomenda assim que seja melhorada a informação sobre os benefícios, monetizando, não apenas o valor não pago através do IMEEFVU (Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil), mas igualmente os ganhos com a ação em termos de fiabilidade.

Na valorização de benefícios a ERSE recomenda que a informação disponibilizada seja complementada com a descrição da metodologia adotada pelo operador da RNT:

- i. Na agregação dos projetos num bloco;



- ii. Na correspondência entre cada projeto e os seus beneficiários,

II

ESPECIALIDADE

A. PONTO PRÉVIO

1. O CT releva que este PDIRT-E é o 3.º exercício elaborado, salientando que para os 2 anteriores não se verificou a aprovação ou rejeição formal dos mesmos.
2. Acresce a este facto ter-se verificado a concretização pontual de projetos, sendo que não é evidenciado pela ERSE:
 - a) O balanceamento entre os projetos já executados e os que se encontram em curso;
 - b) As razões que determinaram a sua concretização.
3. O CT não pode deixar de manifestar a sua incompreensão pela manutenção reiterada desta situação de não decisão, que:
 - a) Inviabiliza a comparação entre versões do PDIRT-E;
 - b) Não contribui para a transparência e eficácia do processo.

B. PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A proposta de PDIRT-E 2017, submetida à apreciação da presente consulta pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

1. Capítulo 1 — Enquadramento e âmbito;
2. Capítulo 2 — Caracterização atual da rede de transporte;
3. Capítulo 3 — Pressupostos do plano;
4. Capítulo 4 — Projetos base de investimento;
5. Capítulo 5 — Projetos complementares de investimento;
6. Capítulo 6 — Impacto dos investimentos apresentados no PDIRT.

C. EVOLUÇÃO FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

1. A proposta de PDIRT-E 2017 apresentada pela REN considera uma diminuição de 33% do valor proposto em relação à proposta de PDIRT-E 2015, sendo que, por sua vez, a proposta de PDIRT-E 2015 também apresentou uma diminuição de cerca de 3096 do valor proposto na proposta de PDIRT-E 2013.
2. Registe-se, porém, que os PDIRT-E apresentados em 2013 e 2015 não foram aprovados e, portanto, as comparações de valores indicadas, são apenas entre sucessivas propostas do ORT e não de planos efetivos.
3. Apesar de não haver aprovação dos planos de 2013 e 2015, foram concretizados alguns investimentos que não são individualizados neste PDIRT-E, sendo, contudo, sinalizados na proposta de tarifas e preços apresentada anualmente, os volumes globais de investimento ocorrido.
4. Para facilitar a comparação entre PDIRT-E, o CT recomenda que, em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido.



5. O CT reforça a importância e necessidade de haver uma decisão final sobre cada PDIRT-E, única forma de assegurar a coordenação e transparência das decisões, e assegurar um horizonte à organização e planeamento dos investimentos pelos concessionários e sua previsão tarifária pela ERSE.
6. A situação atual, de planos que não são decididos, conduz a uma incerteza generalizada sobre a realização dos investimentos e à sua concretização pontual,
7. As consequências da ausência de decisão são, no entender do CT, contrárias à motivação da realização dos PDIRT-E. Um plano permite a identificação justificativa e discussão das necessidades de investimento, devendo conduzir a uma opção responsável e transparente da sua concretização.

D. pressupostos metodológicos

A proposta prévia de PDIRT-E 2017 foi concluída em março de 2017 (há mais de um ano) e teve como informação de base o RMSA-E de 2016, pelo que parte de dados atualizados até 2015. Todo o ciclo de apresentação da proposta prévia do PDIRT apresentada à DGEG, da sua discussão e posterior tomada de decisão, tem tempos muito longos, com um desfazamento temporal que prejudica a análise de hoje já que os pressupostos perdem a atualidade. Entende o CT que seria desejável que este ciclo fosse mais curto para permitir uma maior proximidade entre os pressupostos e os valores reais verificados.

1. Análise da evolução da oferta de capacidade de produção

- a. Os pressupostos da proposta de PDIRT-E 2017 assentam na trajetória a do RMSA-E 2016, relativa à evolução do sistema electroprodutor, em particular para as grandes térmicas, considerando o descomissionamento da central de Sines no final de 2025, da central do Pego (a carvão) no final de 2021 e da central da Tapada do Outeiro (CCGT) no final de 2024.
- b. O RMSA-E 2016 referia que com o descomissionamento da central de Sines em 2025, o índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) ficaria no limiar mínimo para o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento do Sistema Electroprodutor Nacional, em particular no contexto de um regime hidrológico seco e com a variabilidade da eólica e solar.
- c. A proposta de PDIRT-E 2017 consubstancia esta preocupação ao referir que o descomissionamento da central de Sines cria uma potencial limitação na operação do sistema, em condições de segurança e operação.
- d. A recente alteração do regime fiscal, determinada pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2018, que estabelece a eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adição de CO₂, aplicável às centrais a carvão, até 2022 pode criar condições que levem à antecipação do descomissionamento das centrais a carvão e com isso conduzir à necessidade de rever os calendários de investimento na rede.
- e. O CT recomenda que, no próximo exercício anual de RMSA, os cenários de descomissionamento antecipado das centrais a carvão sejam aprofundados. Sendo o RMSA o ponto de partida dos PDIRT-E, estes devem refletir tais cenários, e avaliar a necessidade de medidas que permitam salvaguardar o equilíbrio da gestão de sistema, em condições de segurança e qualidade, de forma a permitir a sua incorporação nos próximos exercícios de planeamento de rede e com os respetivos impactos tarifários.
- f. Apenas como breve nota de detalhe, e ainda sobre as trajetórias de descomissionamento das grandes térmicas, o CT assinala uma inconsistência no documento de enquadramento desta consulta, apresentando pela ERSE, sendo que o RMSA-E 2016 e a proposta de PDIRT-E referem como pressuposto o descomissionamento de Sines em 2025 (e não em 2024) e da CCGT da Tapada do Outeiro em 2024 (e não em 2021).



- g. Ainda sobre a oferta, o CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de serem asseguradas, em tempo útil, as decisões de aprovação dos projetos para ligação das centrais abrangidas no âmbito do PNBEPH, para as quais existem compromissos assumidos nomeadamente para datas de entrada em exploração.
- h. A próxima proposta prévia de PDIRT-E, a concluir em março de 2019, ao ter em conta os pressupostos e resultados do RMSA 2018, deverá refletir as medidas de política energética que venham a ser decididas, entretanto, à luz de instrumentos específicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atualmente em elaboração, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, quer a nível nacional quer a nível comunitário.
- i. Entre os projetos complementares de cariz urgente, o projeto *offshore* do *Windfloat* apresenta uma dimensão estratégica para Portugal, em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis, algo que é reconhecido pela própria Comissão Europeia e na legislação nacional. O CT alerta para o facto do projeto *Windfloat* ter de entrar em operação até ao final de 2019, de modo a cumprir as obrigações definidas no Programa de Financiamento da Comissão Europeia NER300.
- j. O CT nota que a proposta de PDIRT-E 2017 considera os valores das potências reservadas para os grandes centros produtores em MVA, quando o RMSA-E-2016 considera a mesma informação expressa em MW, pelo que recomenda a harmonização de unidades já que tal pode originar diferenças na perceção dos valores da capacidade disponível da RNT.

2. Análise da procura

- a. Os pressupostos de evolução de procura da proposta de PDIRT-E 2017 seguem apenas o cenário inferior do RMSA-E 2016, com uma TCMA de 0,24% entre 2018-2030.
- b. Os valores de procura (e mesmo os de utilização da RNT) da proposta de PDIRT-E 2017 são inferiores aos valores reais de 2017, aproximando-se estes últimos do cenário superior do RMSA. O ORT considera que, até ao próximo PDIRT, esta trajetória não é condicionante de uma necessidade de alteração dos investimentos previstos.
- c. A proposta de PDIRT-E indica não ser possível garantir necessidades não previstas que se materializem dentro de um período temporal de 3 anos, não obstante referir a necessidade de monitorizar os níveis de carga na rede e a possibilidade de antecipar projetos que se revelem necessários.
- d. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação da rede, entende o CT que se flexibilize aquele período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer.
- e. A avaliação de sensibilidades a diferentes cenários de procura e a incorporação do conceito de utilização de rede (mais abrangente que o consumo per se) são aspetos fundamentais para garantir um melhor planeamento do desenvolvimento e investimento das infraestruturas da RNT. Como tal, o CT reforça a necessidade de serem tidos em conta no próximo PDIRT-E.

E. METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA

- 1. O CT considera o atual modelo de elaboração do PDIRT-E como globalmente adequado aos objetivos a que se propõe, independentemente das melhorias de análise de base e detalhe de informação que têm vindo a justificar-se e, conseqüentemente têm vindo a ser introduzidas, bem como outras anteriormente explicitadas que se revelam úteis introduzir.
- 2. Constata-se, no entanto que apesar do mencionado, as propostas de PDIRT-E de 2013 e 2015, foram objeto de apreciação e parecer de diversas entidades, não tendo, no entanto, sido decididas, verificando-se, no entanto, a concretização de algumas soluções pontuais.



3. A separação em projetos base e complementares pode induzir a aprovação apenas dos primeiros.
4. Sem prejuízo da aprovação dos projetos base pelo concedente, entende o CT que as dificuldades relativas aos restantes projetos deverão ser ultrapassadas através de uma profunda reflexão sobre as condições e pressupostos da sua aprovação.

b) Estrutura de repartição de custos

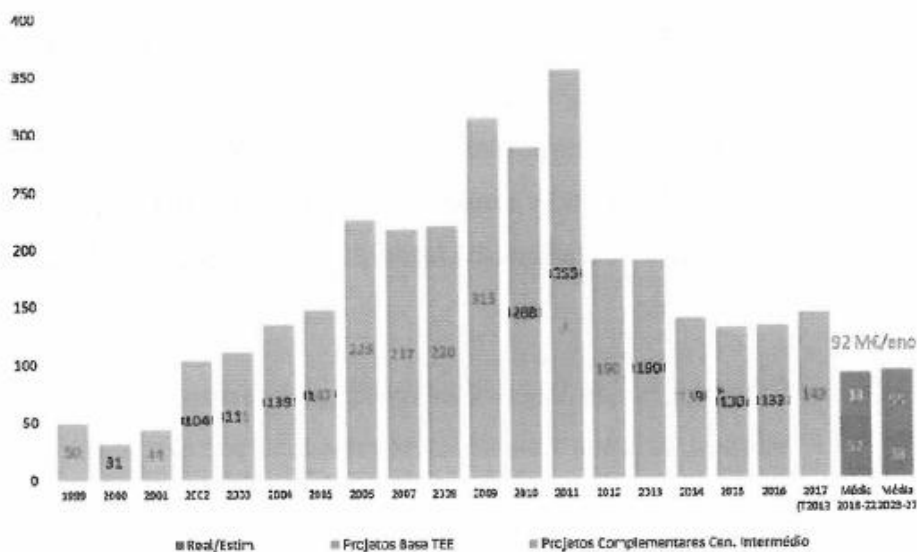
- i. A atual organização do SEN, a crescente penetração de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o papel cada vez mais ativo dos consumidores e o próprio desenvolvimento tecnológico, conduziram ao surgimento doutro conjunto de outras utilizações das redes, para além da geração centralizada e dos consumidores per se: produtores descentralizados, consumidores em autoconsumo e outros negócios de energia, que devem assumir os custos da infraestrutura na justa proporção do que sobre eles implicam e dela beneficiam.
- ii. A título de exemplo, afirma a ERSE na página 34 do documento de apresentação da presente consulta: com o aumento da produção local para autoconsumo (ou, numa perspetiva ainda mais futurista, para venda direta *peer to peer* dentro de uma comunidade local), tenderá a haver uma diminuição da procura do ponto de visto dos mercados tradicionais, no pressuposto de não virem a existir outros fatores que façam aumentar a procura de eletricidade. "
- iii. O CT recomenda que exista uma reflexão sobre a justa repartição dos custos das infraestruturas entre todos os utilizadores, e proceder aos respetivos ajustamentos tendo em consideração os custos e benefícios que estas novas utilizações introduzem no SEN.
- iv. Face à problemática da definição de comparticipação dos custos de ligação à RNT, o CT recomenda que a ERSE desenvolva as metodologias adequadas para estabelecer e valorizar critérios de partilha de custos e benefícios entre os diversos tipos de utilizações da rede, tendo em conta todas as vertentes em jogo.

F. CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS PARA FUNDAMENTAÇÃO DA DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

1. O CT tem presente que a periodicidade bienal de apresentação dos PDIRT-E permite seguir de perto os ciclos de investimento e avaliar, em momento próprio, o volume de investimento, associado às decisões que devem ser tomadas, até que o novo PDIRT-E esteja discutido e decidido. As restantes propostas de investimento, sendo indicativas nesta fase, serão objeto de reapreciação na discussão do futuro PDIRT-E, quando o nível de certeza sobre a sua oportunidade for adequado.
2. É também função de um PDIR avaliar os investimentos que se identificam no horizonte mais alargado, de modo a dar indicação previsional sobre os projetos que se perspetivam no médio e longo prazo e respetivos montantes.
3. A apresentação pelo operador de rede de um subconjunto de projetos com necessidade de DFI no quinquénio 2018-2022 permite identificar, de forma clara, os que, da responsabilidade exclusiva do promotor, devem ser assumidos nesse período, tendo em conta as datas de entrada em serviço requeridas, e o tempo necessário ao licenciamento, estudo e construção necessário.
4. O gráfico indica os montantes relativos às entradas em exploração na RNT desde 1999. Os valores médios propostos para entrada em exploração ao abrigo deste PDIRT-E são inferiores aos valores verificados em 2002 e aos valores praticados nos últimos anos, o que se regista positivamente no quadro de um esforço de reduzir os custos anuais das infraestruturas.



Entradas em exploração na RNT desde 1999



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

5. Os valores acima indicados para os dois quinquênios deste PDIRT-E refletem, além dos projetos base envolvidos, os projetos complementares considerados pela ERSE²⁶⁹.

F.1. Projetos base

1. Os investimentos identificados no PDIRT-E como "base" decorrem de decisões cuja proposta depende exclusivamente do operador da rede de transporte e estão ligadas à continuidade e segurança do serviço prestado, no respeito das obrigações expressas no contrato de concessão, onde se inclui o abastecimento da rede de distribuição interligada com a RNT. Estão neste caso listados dois subgrupos essenciais, a remodelação e modernização de ativos e a satisfação de compromissos com a RND sobre a sua segurança de alimentação.
2. Para o quinquénio 2018-2022 os projetos base conduzem a transferências para exploração no valor de 258 M€ a custos totais, com uma média anual de cerca de 52 M€. Este valor é relativo apenas à atividade de transporte de energia elétrica (TEE), com cerca de 176M€ decorrentes das decisões de gestão de ativos e 82 M€ associados a compromissos com o ORD, no âmbito da segurança de alimentação da rede de distribuição. Complementarmente a estes valores, consideram-se ainda neste período 25 M€ associados à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS).
3. O montante global de investimento que carece de DFI nesta proposta de PDIRT-E é de aproximadamente 193 M€ valor previsto a CDE, de acordo com o gráfico que consta da proposta e que se transcreve:

²⁶⁹ Proposta PDIRT-E 2017 (Projetos Base TEE + Projetos Complementares).



Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Figura 4-5 pág. 97

4. A ERSE organizou a presente consulta pública centrada na necessidade de, com a aprovação da proposta sub judice, ser tomada uma DFI em relação a um conjunto de projetos de investimento identificados com entrada em exploração prevista no período 2018 a 2022. O CT concorda com esta abordagem, que permite decidir com maior certeza os investimentos necessários.
5. O CT regista positivamente a avaliação por Metodologia Custo/Benefício (MCB) quantificando os efeitos dos investimentos. No caso vertente dos projetos base, o balanço é positivo, em particular tendo em conta que se destinam fundamentalmente para apoio ao consumo.
6. Releva-se, nomeadamente, o contributo para a melhoria da qualidade de serviço nas suas diversas dimensões, na redução da profundidade, duração e frequência de cavas de tensão, entre outros benefícios, como mostra o quadro abaixo.



7. A proposta em apreço mostra os benefícios e custos associados à implementação dos projetos base:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base¹

| Benefícios e Custos esperados | | 2022 |
|--|----------------------|-------------|
| Benefício socioeconômico para o SEN (M€/ano) | | 12,8 |
| Redução de custos para o SEN (M€/ano) | | 6,7 |
| Redução das perdas de energia | (GWh/ano) (M€/ano) | -3,7 -0,2 |
| Redução de energia distribuída em risco * | (GWh/ano) (M€/ano) | 178,3 4,3 |
| Redução de carga natural em risco de interrupção ^{a)} * | (GW) (M€) | 5,1 30 |
| Redução de carga sem recurso em risco corte ^{a)} * | (GW) (M€) | 0,9 5 |
| Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n) | | 3 537 |
| SAIDI: degradação evitada (minutos) | | 0,13 |
| SARI: degradação evitada (minutos) | | 5,0 |
| Cavas de tensão: redução da frequência ^{b)} (%) | | 22 |
| Cavas de tensão: redução da duração ^{b)} (%) | | 32 |
| Cavas de tensão: redução da profundidade ^{b)} (%) | | 10 |
| Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano) | | 228 |
| Redução das emissões de CO ₂ (kton/ano) | | 52 |
| Redução de capacidade de transporte em risco ^{a)} * (MVA) | | 157 362 |
| Redução de potência de produção em risco de corte ^{a)} * (MW) | | 10 099 |
| Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo ^{b)} (0-10) | | 5 |
| Investimento (líquido de participações) (M€) | | 244 |
| Aumento de ocupação territorial superficial linear (km) | | 35,3 |

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 2 pág. XVI

a) Remodelação e modernização de ativos

1. A ponderação técnica entre a decisão de substituir ou manter em operação um determinado ativo tem evoluído no âmbito das novas filosofias de gestão de ativos, por integrarem mais conhecimento específico sobre o comportamento e criticidade das instalações e equipamentos.
2. O valor de remodelação de ativos é de 152 M€ (valor previsto a CDE) durante o primeiro quinquênio:

Orçamento do plano de remodelação de ativos

| Tipo de intervenção | Investimento (M€) | | | | |
|--|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Remodelação de Sistemas PAC | 11,1 | 12,0 | 11,0 | 8,5 | 4,7 |
| Remodelação de Sistemas Alimentação | 0,9 | 0,7 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Recondicionamento de Transformadores | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Substituição de Transformadores | 1,8 | 0,0 | 1,8 | 3,2 | 7,1 |
| Reforço de Isolamento Instalações | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Remodelação de Aparelhagem | 5,1 | 9,9 | 5,7 | 7,4 | 5,4 |
| Remodelação Edifícios e Infraestruturas* | 1,4 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 1,2 |
| Monitorização de Ativos | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 0,0 | 0,0 |
| Total Investimento Instalações não-lineares | 26,3 | 26,8 | 22,9 | 21,5 | 19,6 |
| Total Investimento Linhas | 12,3 | 7,9 | 6,6 | 5,3 | 2,8 |
| Total | 38,6 | 34,7 | 29,5 | 26,8 | 22,4 |

*Esta rubrica contempla os edifícios técnicos das subestações

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-8 pág. 111



3. O operador da RNT justifica, com a metodologia de gestão de ativos que já está a implementar, as decisões de substituição que propõe e que contrastam com os elevados valores dos ativos que, embora ainda em exploração, se encontram completamente amortizados por terem atingido o limite da sua vida contabilística.
4. O CT não pode deixar de reconhecer como positiva a abordagem metodológica do operador da RNT na proposta de PDIRT-E, nas decisões de remodelação e modernização de ativos, sublinhando a importância de assegurar de forma continuada o acompanhamento das melhores práticas internacionais nesta matéria, como base para decisões adequadas sobre os investimentos em ativos em exploração.

b) Compromissos da segurança de alimentação com a RND

1. Os projetos base que constam da proposta de PDIRT E-2017, e que têm interligação com a RND têm a sua calendarização coordenada com os correspondentes projetos na RND e respondem às suas necessidades de segurança de alimentação, o que resultou de informações trocadas e de reuniões havidas entre os órgãos de planeamento dos dois operadores.
2. A coordenação entre operadores é essencial e está instituída, sendo a única forma efetiva de assegurar a articulação dos projetos independentemente dos ciclos de planeamento, garantindo desta forma que a informação mais atualizada é a efetivamente usada.
3. O plano em aprovação para o desenvolvimento da RNT considera as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND e o planeamento da rede de distribuição em AT e MT.
4. No quadro de síntese abaixo identificam-se os custos (valores previstos a CDE) associados aos compromissos com o ORD e segurança de alimentação, em conjunto com os custos já referidos na alínea a) anterior de remodelação e modernização de ativos:

| Transferências para Exploração no período 2018-2027 | | | | | | Medida 2023 2027 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | |
| Remodelação e Modern. de Ativos | 38,6 | 34,7 | 29,5 | 26,8 | 22,4 | 30,4 |
| Compromissos com o ORD e segurança de alimentação | 4,2 | 12,9 | 12,1 | 27,8 | 13,7 | 1,8 |
| Total a CDEs | 42,8 | 47,6 | 41,6 | 54,6 | 36,1 | 32,2 |
| Encargos de estrutura e gestão | 5,4 | 6,0 | 5,2 | 6,8 | 4,5 | 4,0 |
| Encargos financeiros | 1,4 | 1,6 | 1,4 | 1,8 | 1,2 | 1,1 |
| Total a Custos totais | 49,6 | 55,1 | 48,2 | 63,2 | 41,8 | 37,3 |

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-1 pág. 90

F.2. Projetos complementares

1. Os projetos complementares são assim classificados pelo ORT na proposta de PDIRT-E, só pelo facto de dependerem de decisões externas ao ORT, nomeadamente no domínio da política energética e, por isso, implicarem orientações prévias fora da sua responsabilidade direta. De qualquer forma, os projetos complementares estão identificados e listados com indicação do conjunto de indutores de desenvolvimento a que visam responder e que o PDIRT-E identifica:
 - i. Integração de mercados e concorrência (reforço das capacidades de interligação com Espanha, ao encontro dos objetivos MIBEL e integração de centrais do PNBEPH);



- ii Ligação a pontos de consumo (novas alimentações em MAT e alimentação à RND no Alto-Alentejo);
 - iii Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas ao parque produtor térmico);
 - iv Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar;
 - v Sustentabilidade (alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).
2. Os projetos complementares totalizam cerca de 165 Milhões de euros (valores previstos a CDE) no primeiro quinquénio, estando o seu calendário de execução dependente das decisões que vierem a ser tomadas pelo Concedente.
 3. Os projetos complementares considerados no PDIRT-E estão sintetizados no quadro seguinte, que identifica os indutores que cada um dos projetos pretende acomodar:

Classificação dos Projetos Complementares por Indutores

| Projeto Complementar | Datas Indicativas | Montante de Investimento (M€) | Indutores de desenvolvimento | | | |
|--|------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--|--|
| | | | Integração de mercados e concorrência | Ligação a pontos de consumo | Estado do sistema em ambiente de mercado | Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar |
| Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza | 2019-2020 | 55,3 | X | | | |
| Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira | 2017-2018 | 36,2 | X | | | |
| Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Fátima (3 fases) | 2022-2024 | | X | | | |
| Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado) | 2022-2023 | 97,3 | X | | | |
| Alimentação a Cliente em MAT | 2020-2022 | 8,3 | | X | | |
| Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa | 2024-2025 | 33,3 | | | X | |
| Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases) | 2019-2021 | 32,4 | | X | X | X |
| Nova subestação de Divor (2 fases) | 2019-2021 2023-2024 | 16,3 | | X | X | X |
| Criação do ponto injetor em Pegões | 2026-2027 | 5,5 | | X | | |
| Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ounhe - Tavira | 2024-2026 | 58,0 | | | | X |
| Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo | Em estudo | 0* | X | | | |
| Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro | 2025-2026 | 9,8 | | | | X |
| Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases) | 2025-2027 | 50,5 | | | | X |
| Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases) | 2025-2027 | 43,3 | | | | X |

* - Projeto a ser totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 3 pág. XIX

4. No reforço de capacidade de receção de nova produção, incluída no indutor de desenvolvimento "integração de mercados e concorrência", está previsto um montante de cerca de 170 M€ (valores



- previstos a CDE) em projetos complementares. Este indutor, contudo, inclui também a ligação dos empreendimentos associados ao PNBEPH, que se encontram já licenciados.
5. No conjunto dos projetos complementares, até 2022, o PDIRT-E prevê um cenário de investimento de 165M€ (valores previstos a CDE) e, para o quinquénio seguinte, 235M€ (valores previstos a CDE). Estes valores são resultantes das datas consideradas pelo ORT, mas podem ser alterados em função das decisões que venham a ocorrer por parte do concedente.
 6. A avaliação MCB dos projetos complementares permite identificar e sinalizar o seu contributo nas diversas vertentes do investimento:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

| Benefícios e Custos esperados | 2022 | 2027 |
|--|-----------------------|------------------|
| Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano) | [143,2; 153,2] | 217,0 |
| Redução das perdas de energia (GWh/ano) (M€/ano) | 30,1 1,1 | 2,6 0,1 |
| Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n) | | 10 146 |
| Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano) | 2 544 | 2 711 |
| Redução das emissões de CO ₂ (kton/ano) | 947 | 594 |
| Melhoria do Índice de Cobertura Probabilístico (%) | | 2,5 |
| Cavas de tensão redução da profundidade (%) | | 15 |
| Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²) | | 568,6 |
| Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km) | | 50,4 |
| Investimento²¹ (líquido de participações) (M€) | | 400 |
| Aumento de ocupação territorial superficial linear (km) | | 693 |

²¹ Valor de investimento no período 2018-2027, para o Cenário Intermediário.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 5 pág. XXii

a) Receção de nova produção

1. Requisitos técnicos

- i Encontra-se em fase de implementação nacional o Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um Código de Rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (MG), cujo objetivo é estabelecer regras harmonizadas relativas às características técnicas de ligação de geradores à rede por forma a: facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia; garantir a segurança das redes; facilitar a integração das fontes de eletricidade renováveis; aumentar a concorrência e permitir uma utilização mais eficiente da rede e dos recursos, em benefício dos consumidores.
- ii A implementação do RfG a nível nacional, conforme expresso pela DGEG no Despacho n.º 9, de 12 de fevereiro de 2018, irá proceder a uma aplicação dos critérios definidos a nível europeu, adequando-os às necessidades mais específicas do sistema elétrico português e ibérico, critérios esses que devem ser estabelecidos até 2019.
- iii Os operadores de rede têm sentido a necessidade de rever os requisitos técnicos de ligação à rede, previstos na Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, onde se estabelecem o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), nomeadamente o ORT que, nos termos do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é responsável pela segurança global do Sistema Elétrico Nacional (SEN).



- iv Neste sentido, o CT regista positivamente o conteúdo do Despacho n.º 9 da DGEG, de 12 de fevereiro de 2018, referente aos "Requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV instalações de geração de energia elétrica de centrais fotovoltaicas (Pb/) e de centrais fotovoltaicas de concentração (CPV)", que permitirá colmatar o hiato de indefinição até 2019.
- v O referido Despacho vem introduzir melhorias nas regras para ligação de instalações de energia elétrica à RESP, com o objetivo de garantir que o SEN esteja dotado de robustez necessária que permita, hoje, apresentar elevados índices de integração de energia renovável, alterando e complementando o que se encontra estabelecido no RRT e no RRD, sobre o mesmo tema.
- vi Com a imposição dos referidos requisitos às instalações de geração, é entendimento do CT que importa também refletir:
 - Sobre a adequação dos valores de receção de nova geração nas atuais redes, disponibilizados pelos operadores das redes;
 - Quanto à oportunidade de discutir os atuais critérios de planeamento, também previstos no RRT e no RRD, os quais não mereceram ainda qualquer alteração.

Tal como têm sido aplicados ao longo do tempo, pelos operadores de rede, estes critérios têm como consequência a limitação do volume de nova produção que se pode ligar às atuais redes. Com os novos requisitos agora aprovados, será possível gerir o parque electroprodutor sem colocar em causa a operação do sistema elétrico, nem a segurança de abastecimento dos atuais consumos.

b) Dimensionamento das redes

- i. Os projetos de investimento, que incluem a criação de capacidade de receção de nova produção renovável, totalizam 125 M€ no primeiro quinquénio, e quase 300 milhões de euros até 2027:
 - Eixo Fundão - Falagueira: 42 M€;
 - Eixo Vieira Minho - Ribeira Pena - Feira: 84 M€;
 - Eixo Pedralva - Sobrado: 29 M€;
 - Eixo Ferreira Alentejo - Ourique - Tavira: 67 M€;
 - Eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões: 63 M€.
- ii. Os projetos de ligação de nova produção, associados ao indutor "integração de mercados e concorrência", dão resposta a compromissos assumidos em termos de licenças, já atribuídas pela DGEG, de que são exemplo os projetos de investimento na zona da Beira Interior no eixo Falagueira - Fundão e a construção do eixo entre Ribeira de Pena-Vieira do Minho - Feira, no caso da cascata do Tâmega.
- iii. É entendimento do CT que o impacto das disposições do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, tem de ser refletido nos regulamentos das redes de transporte e distribuição.

F. Reforço da capacidade de interligação com Espanha

- a. As interligações são um meio fundamental para a integração de mercado na União Europeia. O objetivo de ampliar a capacidade de interligação para fins comerciais até aos 3000 MW, em ambos os



sentidos, teve já parecer positivo da ERSE, estando para o efeito considerada a designada interligação do Minho que se trata, inclusive, de um projeto de interesse comum europeu (PCI).

- b. A presente proposta de PDIRT-E, entregue em março de 2017, considera que a linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão estaria operacional até final de 2017, o que não ocorreu. Por seu turno, a interligação Minho — Galiza, que estava prevista entrar em serviço entre os anos de 2019 e 2020, está agora programada para 2021/2022. Com base no exposto, o CT considera fundamental que seja assegurada a articulação em termos de prazo, desta interligação com os projetos que dela possam beneficiar.

G. Outros projetos complementares

- a. O ORT explicita, na sua proposta de PDIRT, os projetos complementares que servem uma diversidade grande de indutores, cujas decisões de investimento são promovidas pelo Concedente.
- b. Neste conjunto de projetos, está em apreciação a passagem a 400 kV dos atuais troços Falagueira-Estremoz e Estremoz—zona de Divor. Este último, com cerca de 50 km, foi inicialmente ligado a 60kV de forma coordenada com o ORD. Esta medida permitiu concretizar o reforço de abastecimento à região de Évora/Arraiolos e evitar a antecipação do investimento na nova subestação de Divor.
- c. Como se refere no PDIRT-E, uma vez concluído, aquele eixo: serve a capacidade de receção de geração no Alto Alentejo; cria condições de alimentação do eixo ferroviário Évora-Elvas/Caia; flexibiliza a alimentação aos consumos da RND em particular em Estremoz, e reforça a segurança de abastecimento da região sul em caso de não produção termoelétrica em Sines.
- d. O CT reconhece positivamente que os custos da receção da produção de energia eólica offshore são integralmente subsidiados, pelo que o ORT não previu nenhum valor para este efeito.
- e. A transferência da capacidade de receção de 800 MW, disponível na zona de Sines, para o interior Sul, é a justificação do ORT para a instalação do eixo a 400kV desde Ferreira do Alentejo até Ourique e continuando mais para sul até Tavira.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 29 de março de 2018.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

Período regulatório
2015-2017



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|---|---|
| <i>Alfredo Rocha Armando Varela Demétrio Alves</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>António Cavalheiro</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Carlos Chagas</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Carlos Silva</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Joana Simões</i> | Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente |
| <i>Joaquim Teixeira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade |
| <i>Luis Marcelino Carlos Henggeler Carlos Antunes</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Manuela Moniz Carolina Gouveia</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Maria Cristina Portugal Manuela Moniz (a partir de 14.10.2016)</i> | <i>Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia (Presidente)</i> |
| <i>Mário Reis</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Nuno Gomes</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Patrícia Gomes</i> | Representante da Direção-Geral do Consumidor |



| | |
|---------------------------------------|---|
| <i>Pedro Furtado</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |
| <i>Ricardo Pacheco Luis Silva</i> | Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre |
| <i>Rui Vieira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁷⁰

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Nos termos do n.º 5 do art.º 5.º do Regimento Interno, o CT procedeu à audição, em 18 de outubro de 2017, de:

- EDPD - Eng.º Ferreira Pinto
- MOBI.e - Eng.º Alexandre Videira
- OLMC - Eng.º Paulo Tomás

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas e preços do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Assim, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

1. No seu [parecer](#) do ano anterior (relativo à proposta de fixação de tarifas e preços para a energia elétrica em 2017), o CT recomendou à ERSE uma maior abrangência na redação do seu comunicado no que diz respeito aos impactos tarifários atendendo aos diferentes tipos de consumidores no mercado, a saber, os consumidores que ainda permanecem no mercado regulado, os que se encontram no mercado livre e os consumidores das regiões autónomas. Essa preocupação deriva do facto de esta peça de comunicação ser o único elemento disponível para os consumidores e público em geral, incluindo a comunicação social, até o processo de fixação de tarifas estar devidamente concluído.
2. A ERSE, na sua resposta ao parecer do CT de 2016, reconheceu a pertinência da recomendação, salientando, em particular, o peso cada vez mais relevante do mercado liberalizado. Manifestou, contudo, reservas quanto ao fornecimento de elementos para o impacto no mercado livre dado que depende de negociações livres entre o consumidor e o comercializador, sem prejuízo do enquadramento estabelecido regulamentariamente para as tarifas de acesso.
3. O CT constata que o mais recente comunicado da ERSE continua, e bem, a fornecer o impacto tarifário ao nível das tarifas transitórias de venda a clientes finais (mercado regulado) mas acrescenta, desta vez, informação sobre a variação das tarifas de Acesso às Redes (TAR)²⁷¹. Assim, o CT considera, que

²⁷⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

²⁷¹ E ainda complementa a informação com a variação das componentes das tarifas de acesso às redes, a saber, as tarifas de uso global do sistema e tarifas do uso das redes.



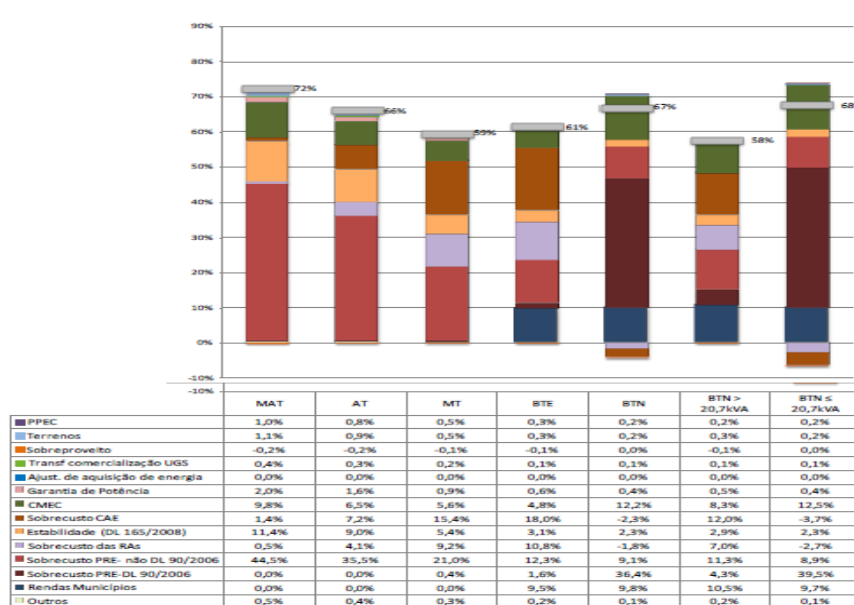
a informação veiculada pelo comunicado é mais completa. No que diz respeito às tarifas reguladas das regiões autónomas, o CT regista novamente uma total ausência de informação no comunicado da ERSE, desconhecendo-se as razões desta opção.

4. No comunicado, a ERSE não refere que a variação de -0.9% das TAR é um valor médio, o que deveria ter sido evidenciado.

I B – Evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG)

1. O peso dos CIEG na composição das TAR continua a constituir uma preocupação do CT, destacando-se o impacto destes custos na ordem dos 72% em MAT, 66% em AT, 59% em MT, 61% em BTE e 67% em BTN.
2. No que respeita aos preços finais a pagar pelos consumidores em 2018, estima-se um peso na fatura entre 24% em MAT e 45% em BTN ≤20.7kVA.

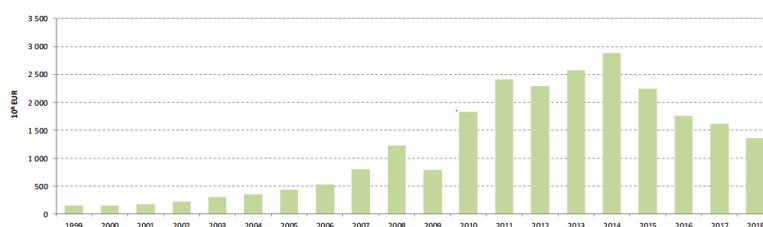
Figura 7-55 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Fonte: ERSE

No entanto, destaca-se positivamente a evolução que é apontada na figura seguinte, que demonstra uma tendência de diminuição progressiva dos montantes dos CIEG produzidos em cada ano.

Custos de Interesse Económico Geral



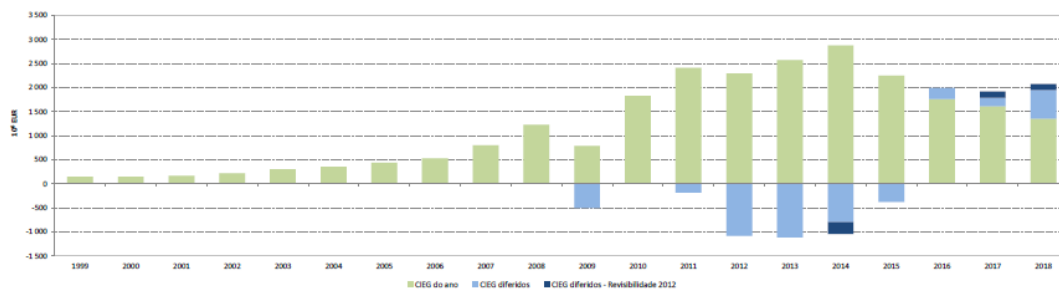
Fonte: ERSE

3. Por outro lado, o CT verifica que, embora em 2018 se registre uma diminuição dos CIEG respeitantes àquele ano (variação de -15.1% face a 2017), o montante de CIEG a pagar será superior aos últimos 2 anos por força da opção pela recuperação do diferimento de CIEG de anos anteriores.



4. A parcela respeitante à amortização de CIEG de anos anteriores é assim maior que nos últimos anos, e traduz-se essencialmente no alisamento do diferencial de custo da PRE.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE

5. O CT sublinha ainda a importância de assegurar que o valor global referente aos CIEG não volte a aumentar nos próximos anos, sob pena de se voltar a comprometer a trajetória e a sustentabilidade do setor e dos seus agentes.

I C - Interruptibilidade

1. A Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro veio consagrar a introdução de alterações ao regime de interruptibilidade, cujos objetivos se transcrevem:
 - a) A redução e compromisso de racionalização de custos do sistema para promover a sustentabilidade do SEN;
 - b) Importância crescente deste serviço para um sistema com cada vez mais capacidade instalada de geração intermitente;
 - c) Garantir a remuneração dos consumidores que, após uma aferição rigorosa, se revelarem capazes de prestar esse serviço por contribuírem para flexibilizar a operação do sistema;
 - d) Ajustar, durante 2017, o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.
 - e) Realizar os testes previstos no artigo 4.º-A da Portaria 200/2012, de 2 de julho, ficando a remuneração da interruptibilidade limitada às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.
2. No seu [parecer](#) relativo à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2017, apresentado à ERSE em novembro de 2016, o CT referiu que aguardava com expectativa o desenvolvimento das alterações em curso.
3. Na presente proposta, a ERSE apresenta um valor de 7 M€ a devolver ao SEN como ajustamentos de custos com interruptibilidade referentes às tarifas de 2016.
4. No que diz respeito às previsões para as tarifas de 2018, a ERSE prevê um montante global de 98.4 M€ para os custos com interruptibilidade, o que se traduz numa redução de 13.6 M€ face ao previsto para 2017.
5. Assim, e no que respeita à Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro, o CT desconhece qualquer impacto da aplicação daquele regime. No entanto, o CT salienta que, no âmbito da implementação desta portaria, não foi ainda apresentado o novo modelo previsto no art.º 3.º da mesma.



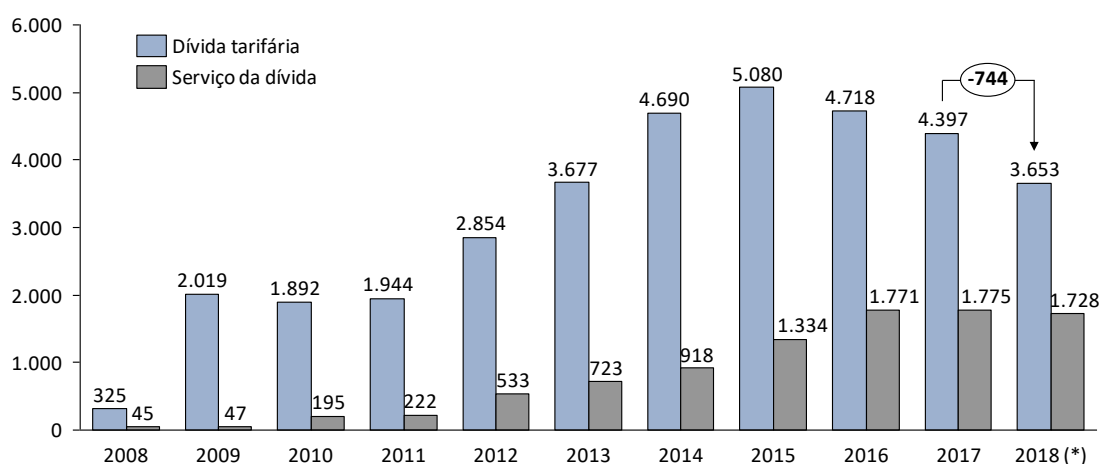
6. O CT recomenda que na próxima fixação de tarifas e preços seja explicitado o impacto da aplicação desta portaria.

I D – Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

1. A ERSE considera diversas medidas que contribuíram para a redução da dívida tarifária, nomeadamente, a manutenção de medidas mitigadoras decorrentes da legislação em vigor, que visam diminuir o peso dos CIEG a recuperar pelas tarifas e consequente sustentabilidade do SEN.
2. Para 2018, a proposta da ERSE, e ao invés do sucedido nos últimos três anos, não considera a reversão para as tarifas de 2018 das verbas do FSSSE, fundamentando esta opção no facto de as transferências que ocorreram até à data serem residuais, 5M€ em 2016, face ao valor previsto de 150M€.
3. Neste contexto, o CT entende destacar:
 - a) A Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2014, criou a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) cujo regime ficou estabelecido no artigo 228.º do mesmo diploma. O regime da CESE, no seu artigo 11.º, consigna a totalidade da receita obtida com a aplicação da CESE ao FSSSE, estando também consagrada a autorização do Governo a transferir os montantes das cobranças para o FSSSE.
 - b) No âmbito do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que estabelece o FSSSE, define no seu artigo 4.º que as verbas do fundo devem ser destinadas em dois terços, com um limite máximo de 100 M€, ao financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, sendo o montante remanescente afeto à redução da dívida tarifária do SEN.
 - c) A efetivação das transferências do FSSSE é uma garantia adicional para o reforço do percurso já iniciado conducente ao equilíbrio do sistema e sustentabilidade do mesmo.
4. Adicionalmente a ausência reiterada destas transferências tem penalizado os consumidores, dado que, não só não se registou uma redução de 145M€ da dívida tarifária e seu respetivo serviço, como se continua a suportar juros, na ordem dos 600 mil euros/ano, aquando do ajustamento de proveitos em t-2, nos termos do RT.
5. Neste sentido, o CT recomenda à ERSE que exerça as diligências necessárias junto da tutela, para que sejam garantidas as transferências em falta acrescidas do montante dos juros já suportados pelos consumidores.

I E – Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE é possível ilustrar a evolução da designada dívida tarifária, ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Assim, é possível representar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal, cf. figura seguinte:



(*) Proposta de tarifas e preços para 2018 (página 18)

2. O crescimento mais acentuado das tarifas tem sido evitado através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e mais recentemente do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
3. O CT constata que esta proposta tarifária consolida o movimento de diminuição da dívida tarifária iniciado nas tarifas de 2016, sendo esta redução de cerca de 744 M€ em 2018, superior à soma das diminuições verificadas em 2016 e em 2017.
4. Esta diminuição da dívida resulta de uma redução do montante de diferimento do sobrecusto da PRE face ao ano anterior, possibilitado pela diminuição significativa de 10.6% dos proveitos referentes da tarifa de uso das redes e pelo menor valor do sobrecusto da PRE, tanto do próprio ano, como dos ajustamentos de anos anteriores. É ainda de notar que 2017 foi o último ano de amortização do défice criado em 2006 e em 2007, o que contribuiu também para esta redução.
5. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado.
6. O CT regista positivamente a opção da ERSE pela ponderação entre a redução tarifária (-0.2% nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e -0.9% nas tarifas de acesso às redes) e a redução da dívida tarifária do setor elétrico, o que se traduz no reforço da garantia da sustentabilidade do sistema.

I F - Implementação do novo período regulatório

1. No início deste novo período regulatório a ERSE, na sequência da revisão regulamentar, introduziu um vasto conjunto de ajustamentos que importa relevar. Esta revisão teve por base o princípio da estabilidade regulatória a par da adequação dos modelos regulatórios aos novos desafios e a obtenção de níveis acrescidos de eficiência.

Relevam-se alterações a vários níveis, que se destacam abaixo. Outra alteração relevante diz respeito à estrutura tarifária objeto de tópico autónomo.

Ao nível das tarifas e da estrutura tarifária foram introduzidas diversas alterações:

- a) Introdução de sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE;
- b) Introdução do ciclo semanal nas regiões autónomas;
- c) Introdução da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;



- d) Aprofundamento das disposições relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária;
- e) Nova faturação de potência contratada para a iluminação pública com telecontagem;
- f) Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas regiões autónomas;
- g) Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais e definição das tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT.

2. Tarifas transitórias

O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso a clientes finais foi estendido até 31 de dezembro de 2020, pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril. Neste contexto, o CT mantém o seu entendimento no que diz respeito à necessidade de transparência no estabelecimento dos preços, por forma a assegurar o seu alinhamento contínuo e adequado com os preços de mercado da energia.

3. Tarifas sociais de venda a clientes finais em Portugal continental

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2018, apresentam um desconto de 33.8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

A implementação e formato desta intervenção tarifária de carácter social através das TAR, exigiu uma ação da ERSE no sentido de uma operacionalização mais adequada do desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais.

Este desconto é determinado pela diferença entre as TAR e as correspondentes tarifas sociais de acesso às redes, incidindo "preferencialmente" no preço de potência contratada em €/kVA, de modo a promover uma utilização racional da energia. Neste aspeto particular, o CT já referenciou a importância de a incidência ser exclusivamente no termo de potência.

4. Proveitos permitidos

Também nesta matéria houve evolução refletida na regulamentação em vigor, em particular no RT e na definição de parâmetros para o novo período regulatório agora em discussão. De entre as diversas medidas e alterações relevam-se, em especial pela sua importância, as seguintes:

- a) A introdução da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC);
- b) A substituição do mecanismo de monitorização de rendibilidade das empresas no quadro do sistema de incentivos do modelo regulatório em vigor, por um princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas, ou seja, orientado para a obtenção de resultados;
- c) A atualização e evolução dos mecanismos de incentivo do ORT no sentido de capitalizar o bom desempenho obtido pelo incentivo ao fim de vida útil dos ativos na contenção dos investimentos e ampliar o seu âmbito com um novo incentivo fundado na obtenção de eficiências resultantes da respetiva otimização, tendo em conta os custos de investimento e o desempenho e qualidade de serviço da rede;
- d) O alargamento da regulação por incentivos à gestão global do sistema com um *revenue cap* para os custos de exploração;
- e) A introdução do modelo de regulação do tipo TOTEX para a atividade de distribuição em BT.



I G - Recomendações anteriores do CT

No seu último parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017", o CT explicitou um conjunto de recomendações que importa recuperar à luz da atual proposta:

- a) Proceder a um balanço dos dois últimos períodos regulatórios antes da discussão da revisão regulamentar que precederá a fixação de parâmetros para o triênio 2018-2020. Não foi produzido um balanço formal dos dois últimos períodos regulatórios;
- b) Contudo, o CT constata que a "Análise de desempenho das empresas reguladas" elaborada pela ERSE no quadro da definição de parâmetros responde na generalidade a este pedido, a par da avaliação e explicação de cada medida que a ERSE realiza na justificação dos parâmetros, a qual é sempre precedida por uma avaliação da respetiva trajetória;
- c) Considerar a submissão à apreciação pelo CT dos planos de investimento relativos às regiões autónomas. O CT reafirma esta necessidade, solicitando que a ERSE realize as diligências necessárias para que esta análise possa ocorrer;
- d) Revisão da estrutura das tarifas de acesso, equacionando o peso das componentes de potência e energia por forma a assegurar um correto alinhamento entre a estrutura das receitas das tarifas e os custos do sistema. Neste caso, o CT reitera que ao não refletir no custo de potência a generalidade dos custos de rede, a estrutura tarifária não reflete a estrutura de custos como se pretendia;
- e) Diligências da ERSE junto do legislador para a revisão do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, que estabelece diversas medidas tendentes a evitar o consumo fraudulento de energia elétrica.

A este propósito o CT destaca:

- a) Nada foi trazido ao seu conhecimento sobre medidas específicas para agilizar a gestão dos problemas do abuso e da fraude;
- b) De qualquer modo, o CT regista positivamente as medidas que foram incluídas na revisão regulamentar no sentido de permitir uma melhoria na dissuasão e combate destas práticas.

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2018

1. As tarifas das diferentes atividades do setor elétrico devem refletir os seus custos e as relações de preços dessas tarifas devem transmitir sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes. De acordo com a ERSE, e conforme estabelecido no Regulamento Tarifário ([RT](#)), a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.
2. Dada a revisão regulamentar ocorrida em 2017 e o início de um novo período de regulação em 2018, a ERSE elaborou estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada.
3. Nesta proposta tarifária, e tendo em conta os estudos referidos, a ERSE considerou:
 - a) A alteração da estrutura das tarifas de energia, de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição;
 - b) A criação da tarifa de operação logística de mudança de comercializador;
 - c) A sazonalidade nos preços de energia ativa em BTE;



- d) A definição de tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT;
 - e) A nova regra de faturação da potência contratada na iluminação pública;
 - f) A introdução do ciclo semanal nas regiões autónomas;
 - g) O aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) nas regiões autónomas;
 - h) O aperfeiçoamento do cálculo da Tarifa Social de venda a clientes finais (TS).
4. O CT considera relevantes os estudos efetuados pela ERSE conducentes às alterações propostas na estrutura tarifária.
5. No entanto, o CT reitera a importância do acompanhamento desta matéria, nomeadamente quanto à análise dos resultados obtidos com os projetos-piloto que permitirão testar novas estruturas tarifárias, tradutoras de sinais motivadores da utilização eficiente da energia elétrica.

II B – Aditividade tarifária

1. O princípio da aditividade tarifária é baseado na definição de TVCF com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente:
- a) Tarifa de energia;
 - b) Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;
 - c) Tarifa de uso global do sistema;
 - d) Tarifa de uso da rede de transporte;
 - e) Tarifas de uso da rede de distribuição e,
 - f) Tarifa de comercialização.
2. O CT considera incoerente a fixação de tarifas transitórias de venda a clientes finais com valores de potência contratada inferiores às das tarifas de acesso, tal como se observa no quadro abaixo para os escalões entre 4,6 e 20,7 kVA da BTN.

| BTN <= 20,7 kVA | | |
|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | TTVCF | TAR |
| PC | Potência Contratada (eur/dia) | Potência Contratada (eur/dia) |
| 1,15 | 0,0840 | 0,0536 |
| 2,3 | 0,1474 | 0,1073 |
| 3,45 | 0,1620 | 0,1609 |
| 4,6 | 0,2105 | 0,2146 |
| 5,75 | 0,2588 | 0,2682 |
| 6,9 | 0,3071 | 0,3219 |
| 10,35 | 0,4520 | 0,4828 |
| 13,8 | 0,5968 | 0,6438 |
| 17,25 | 0,7417 | 0,8047 |
| 20,7 | 0,8866 | 0,9657 |

Fonte: Documento ERSE "Proposta de tarifas para 2018"; TTVCF: quadro 4-35 (pág. 125); TAR: quadro 4-30 (pág. 116)

3. O CT entende como essencial a conclusão do processo conducente a uma estrutura tarifária totalmente aditiva e tem transmitido esta posição à ERSE desde 2002.



4. A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, define os critérios de imputação das rubricas de custos dos CIEG à tarifa.
5. No entanto, o CT considera que a ERSE ao abrigo do n.º 9 do artigo 4.º e pelo n.º 10 do artigo 5.º, ambos da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, poderia ela própria determinar os parâmetros de imputação dos CIEG, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros, situação verificada nos dois últimos anos.
6. Adicionalmente, um outro fator que condiciona a aditividade plena prende-se com o mecanismo de limitação dos acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas, previsto no Regulamento Tarifário, pelo qual a ERSE aplica um limite à variação máxima por termo tarifário. O CT entende que não foi disponibilizada a informação necessária para compreender como este valor é fixado, e considera que poderia existir maior flexibilidade para adequar este valor ao objetivo da aditividade tarifária.
7. Em conclusão, o CT reitera a importância da persecução da aditividade tarifária.

II C - Variações tarifárias e ajustamentos

1. A adesão das tarifas aos custos é essencial para um regime sustentável e uma justa distribuição de custos pelos utilizadores.
2. O CT verifica que, face a 2017, ano em que os ajustamentos influenciaram em alta o valor final das tarifas a praticar, a redução ou inversão dessas componentes em 2018 conduziu a que os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas tivessem variações importantes.
3. Tendo em conta o acima mencionado, a variação por atividade, designadamente nas tarifas de uso das redes, resulta, por um lado da definição dos parâmetros para o novo período de regulação associada a uma redução do custo da atividade e, por outro lado, da redução no montante de custos incorridos recuperados referentes a anos anteriores:

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

| | Variação 2018/2017 |
|-----------------------------------|--------------------|
| Tarifa de Energia | 1,3% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 5,9% |
| Tarifas de Uso de Redes | -10,6% |
| Uso da Rede de Transporte | -7,6% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | -19,2% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | -19,0% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | -8,4% |
| Tarifas de Comercialização | 0,6% |

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

| | Total | MAT | AT | MT | BTE | BTN |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Tarifas de Acesso às Redes | -0,3% | -0,9% | -0,9% | -0,9% | -0,9% | -0,9% |

4. O complexo efeito dos ajustamentos na estabilidade das tarifas tem sido objeto de sucessivas referências do CT nos seus pareceres, no sentido de a ERSE procurar uma visão realista das previsões que realiza de modo a assegurar as decisões corretas dos agentes económicos.



II D - Sobrecusto das Regiões Autônomas

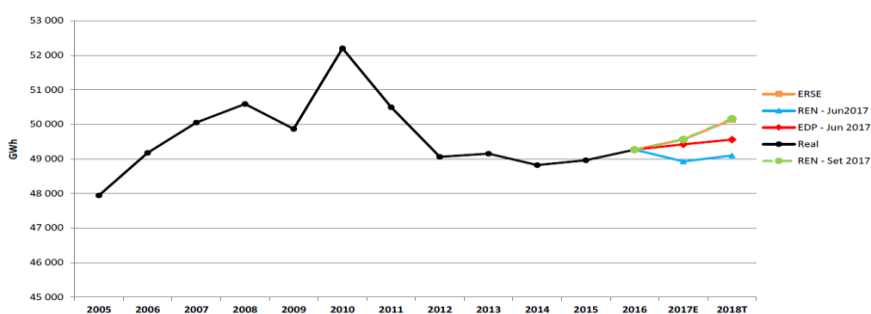
1. À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas regiões autônomas os consumidores pagam preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos consumidores no continente. Assim, o mecanismo de convergência tarifária prevê, que parte dos proventos permitidos às empresas reguladas das RA é recuperado através do mecanismo de convergência tarifária entre o continente e as regiões autônomas, materializado na componente de "Sobrecusto das regiões autônomas" dos CIEG.
2. A variação do sobrecusto das RA em 2018 face a 2017 é de 169.9% como apresentado pela ERSE, no "Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados"²⁷², Incluído na proposta de tarifas para 2018.
3. A proposta apresentada pela ERSE refere que: *"Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das regiões autônomas apresentam um aumento relativamente ao ano anterior..."*, adiantando como justificação que *"O aumento do custo com a aquisição de combustíveis fósseis e a inclusão nos ajustamentos de 2016 dos valores das contrapartidas aos municípios, não previstas nas tarifas daquele ano explicam, em parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária."*²⁷³
4. O CT constata, pelos esclarecimentos da ERSE, que aquela variação percentual corresponde a 47 M€, dos quais, cerca de 25M€ (53%) dizem respeito a ajustamentos de anos anteriores (incluindo os valores das contrapartidas aos municípios, não previstos nas tarifas de 2016), ao aumento dos custos com combustíveis (por via do aumento dos preços das matérias primas) e da aquisição de energia a produtores independentes (18 M€).
5. Face ao exposto, por forma a facilitar a compreensão generalizada das variações apresentadas na proposta submetida a parecer, o CT considera que seria benéfico, em exercícios tarifários futuros, que estas fossem explicadas em detalhe, identificando claramente os valores referentes a ajustamentos tarifários e outros fatores exógenos ao desempenho das empresas das RA.

II E - Caracterização da procura de energia elétrica em 2018

1. A recuperação do consumo de energia elétrica ao longo do ano de 2017 é patente da análise da ERSE, refletindo as condições favoráveis de crescimento da atividade económica e da trajetória positiva do clima económico.
2. Assim, verifica-se que considerando a mais recente previsão de 2017 (novembro) o final deste ano apresenta uma dispersão de previsões que sinaliza alguma volatilidade.

²⁷² Pág. 10 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

²⁷³ Pág. 16 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

Figura: Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental²⁷⁴

3. Neste contexto, o CT recomenda que seja considerada uma revisão da previsão da procura para 2018, em linha com a informação disponível mais atual.
4. Complementarmente, o CT assinala que o valor das diferentes procuras por níveis de tensão deverá igualmente refletir essa revisão.

II F - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

1. Tem sido prática da ERSE manter fixo ao longo do ano o custo de aquisição do CUR definido nas tarifas, no sentido de promover a estabilidade dos preços no mercado regulado. Nestas circunstâncias, o CT considera que a ERSE deverá garantir que esse preço seja suficiente para cobrir a totalidade dos custos com a aquisição de energia em mercado, e proteger o consumidor da volatilidade nos preços no mercado diário.
2. De acordo com a proposta da ERSE, o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR previsto para 2018 em Portugal é cerca de 51.2 €/MWh. Este preço deverá cobrir o custo de aquisição de energia em mercado, bem como outros custos a suportar por um comercializador, tais como serviços de sistema, acertos ao preço base decorrente do perfil de compras e desvios de previsão, para além de um valor para o prémio de risco de mercado tal como previsto no art.º 97.º do RT.
3. O CT constata que a ERSE sustenta a definição do custo de energia incluído na TTVCF, tendo em conta o valor dos contratos de futuros no OMIP e a sua correlação com a tendência do preço das matérias-primas de origem fóssil (gás natural e carvão), as quais têm impacto na formação do preço de energia no âmbito do mercado grossista de energia.
4. O nível de preços no mercado diário verificado ao longo de 2017 em Portugal reflete as restrições de produção hídrica na sequência da seca que afeta Portugal e Espanha, as quais estão fortemente dependentes das matérias-primas de origem fóssil como se refere no ponto anterior.

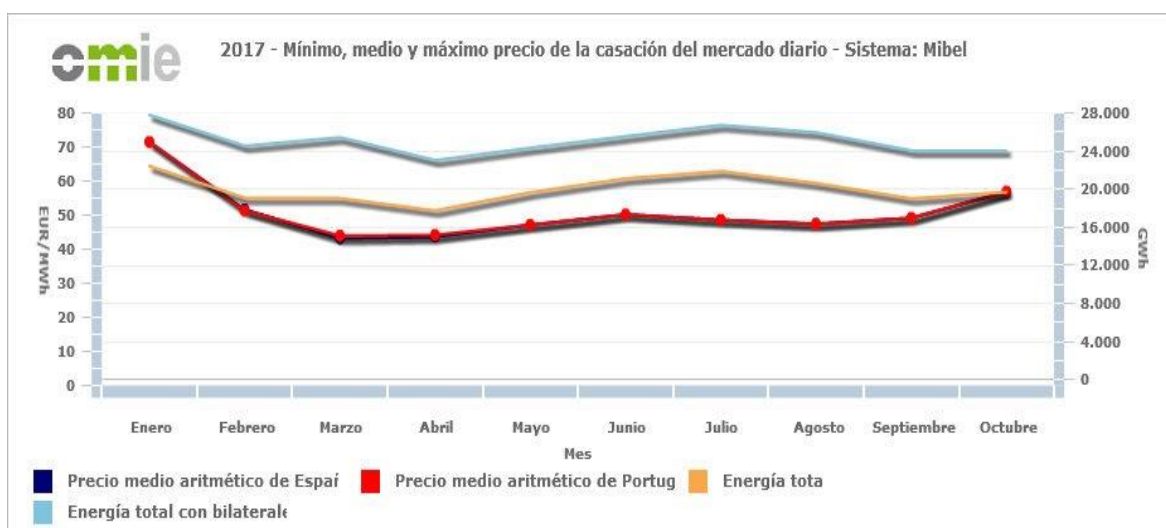
²⁷⁴ Fonte: Caracterização da procura de energia elétrica em 2018, ERSE outubro 2017.



A tabela e o gráfico seguintes identificam a evolução dos preços do mercado diário durante o ano de 2017 até outubro:

| Mês | Preço Médio Espanha (€/MWh) | Preço Médio Portugal (€/MWh) | Energia total (GWh) | Energia total com bilaterais (GWh) |
|-----|-----------------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------------|
| Jan | 71.49 | 71.52 | 22 424 | 27 786 |
| Fev | 51.74 | 51.39 | 19 109 | 24 526 |
| Mar | 43.19 | 43.95 | 19 070 | 25 440 |
| Abr | 43.69 | 44.18 | 17 743 | 23 057 |
| Mai | 47.11 | 47.12 | 19 653 | 24 332 |
| Jun | 50.22 | 50.22 | 21 146 | 25 544 |
| Jul | 48.63 | 48.60 | 21 921 | 26 735 |
| Ago | 47.46 | 47.43 | 20 627 | 25 986 |
| Set | 49.15 | 49.16 | 19 040 | 24 063 |
| Out | 56.77 | 56.97 | 19 726 | 24 059 |

Site: OMIE



5. A ERSE propõe um aumento de 0.59% no custo da energia face ao valor considerado na proposta de tarifas para 2017 (passando de 50.9€/MWh para 51.2€/MWh). Esta variação parece não indicar uma adequação entre o valor proposto e a sua sustentação, dado que a valorização dos preços dos futuros para entrega em 2018 é substancialmente superior, comparativamente com o valor dos futuros para entrega em 2017, verificados há um ano atrás.
6. A título de exemplo, tomando como referência a cotação dos futuros para o ano 2018 para Portugal no OMIP (FPB YR-18) no dia 1 de novembro de 2017, obtém-se o valor de 51.00€/MWh. Tratando-se do valor em mercado exclusivamente associado à energia, assume já um valor semelhante ao considerado pela ERSE na proposta, embora sem a inclusão de todos os outros custos e prémio de risco anteriormente mencionados.
7. O CT considera que a definição do custo da energia incluído na TTVCF tem uma importância crítica para que não sejam criados desequilíbrios entre o Mercado Regulado (MR) e o Mercado Liberalizado



(ML), dado que os comercializadores no ML não dispõem de mecanismos de ajuste a posteriori para as variações no custo de aquisição de energia, estando expostos à volatilidade dos preços no mercado grossista.

8. O CT tem manifestado nos seus pareceres ser seu entendimento que a fixação das tarifas deve ser apoiada nos dados mais recentes, pelo que sublinha a importância da reanálise, por parte da ERSE, do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2018.

II G – Mercado Liberalizado (ML)

1. A ERSE incorpora nos seus cálculos para a proposta de tarifas em 2018 uma previsão de crescimento do volume dos fornecimentos de energia elétrica em BTN de cerca de 1.2% face ao valor estimado para o ano de 2017 e de cerca de 0.4% no número de clientes. Considera ainda que esse crescimento não terá qualquer diferenciação entre ML e MR.
2. Estes pressupostos considerados pela ERSE indicam uma perspetiva de estabilização do peso do ML sobre o total do mercado para o consumo em BTN, o que vem contrariar a tendência verificada nos últimos anos de crescimento do peso do ML.
3. O CT faz notar que a aplicação de TTVCf está prevista até 2020 e que a Lei 105/2017, de 30 de agosto, estabelece que os clientes com contratos em regime de mercado livre podem optar por um regime equiparado ao das tarifas transitórias (reguladas), durante o período em que aquele regime vigore. Assim, o CT considera que uma possível inversão da tendência de crescimento do ML no segmento residencial poderá ter impacto no processo de liberalização.

II H - Tarifas de acesso para a mobilidade elétrica

1. O CT constata a reformulação das tarifas de acesso para a mobilidade elétrica, com a inclusão de uma tarifa bi-horária, passando a existir duas opções de tarifas de acesso às redes na componente de energia (bi-horária e tri-horária).
2. A inexistência de uma tarifa de acesso às redes na componente fixa é plausível, dada a especificidade deste tipo de fornecimentos ser variável no tempo e no espaço.
3. O CT considera positivo o desenvolvimento da mobilidade elétrica sempre que os princípios da aditividade tarifária e da recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura estejam garantidos e estes aspetos não sejam colocados para segundo plano em detrimento do fomento desta utilização.

II I - Tarifas de acesso às redes em Portugal continental

1. A proposta da ERSE para 2018 prevê uma variação das TAR de -0.9% para todos os níveis de tensão, valor que resulta dum aumento de 5.9 % da tarifa de UGS – que inclui os CIEG – e da redução da tarifa de uso das redes de -10.6%. Esta variação depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, o operador logístico de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os CIEG.



2. No quadro seguinte é apresentado, para cada nível de tensão, o resultado da aplicação desta proposta nas diferentes componentes de cálculo das tarifas:

| Nível de Tensão | Energia | | | | Potência em Ponta | Potência Contratada |
|-----------------|---------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
| | P | CH | V | SV | | |
| MAT | +0.4% | -0.4% | -1.8% | -1.2% | +2.7% | -1.1% |
| AT | +5.5% | +2.1 | -1.6% | -0.5% | -12.3% | +4.4% |
| MT | +10.8% | +7.7% | +3.6% | +5.2% | -17.9% | -8.3% |
| BTE | +11.8% | +9.8% | +4.6% | +5.3% | -19.8% | +7.9% |
| BTN -S | -4.4% | | | | | +8.1% |
| BTN-Bi | -3.8% | | -5.6% | | | |
| BTN-Tri <=20.7 | -2.7% | -4.6% | -5.6% | | | |
| BTN-Tri > 20.7 | -2.3% | -3.5% | -4.2% | | | |

Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em €/kW/dia.

3. A diminuição das TAR em 0.9%, em 2018, deve ser contextualizada, tendo presente que como afirma a ERSE, "os preços médios das tarifas de acesso às redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11.5%, 10.7%, 7.3%, 7.2% e 6.4%, respetivamente desde 1999"²⁷⁵.
4. Esta diminuição proposta em 2018 surge num contexto de aumentos em anos anteriores que, conforme expresso no quadro seguinte, construído com os valores publicados pela ERSE, representam um acréscimo de 31.5% nos últimos 5 anos.

| | 2013/2012 | 2014/2013 | 2015/2014 | 2016/2015 | 2017/2016 | De 2012 a 2017 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|
| % aumento | 4.8% | 6.3% | 6.3% | 6.2% | 4.6%(*) | 31.5% |

5. O CT realça que, apesar da diminuição proposta para 2018 ser ligeira, vem inverter uma tendência de aumentos sucessivos.
6. De entre as componentes das TAR, a única parcela que tem um aumento (5.9%) é a tarifa de UGS, na qual estão incluídos os CIEG. Tal como já anteriormente referido neste parecer, o CT realça a importância de manter controlado o valor dos CIEG.
7. Por outro lado, a parcela referente à tarifa de uso das redes apresenta uma diminuição global de 10.6%, e qual se pode verificar pela figura seguinte. O CT destaca a redução destas parcelas.

²⁷⁵ Pagina 220 da proposta de tarifas e preços.

**Figura 7-1 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes, 2018/2017**

| | €/kWh Preço médio 2017 | €/kWh Preço médio 2018 | Variação do preço médio | = | Variação tarifária | + Efeito consumo |
|---|------------------------------|------------------------------|----------------------------|---|-----------------------|------------------------|
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 0,0487 | 0,0518 | +6,2% | = | +5,9% | +0,3% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT | 0,0036 | 0,0033 | -7,6% | = | -5,9% | -1,7% |
| Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT | 0,0073 | 0,0067 | -7,5% | = | -7,6% | +0,1% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT | 0,0023 | 0,0018 | -19,0% | = | -19,2% | +0,2% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT | 0,0107 | 0,0086 | -19,5% | = | -19,0% | -0,5% |
| Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT | 0,0343 | 0,0320 | -6,7% | = | -6,4% | -0,3% |

Fonte: ERSE

II J - Comercialização de Último Recurso (CUR)

1. A potencial incerteza quanto à trajetória associada ao número de consumidores que o CUR poderá vir a servir, nomeadamente o número resultante de uma trajetória diferente da do *phasing-out* da atividade de comercialização, deve levar à ponderação da ERSE quando da análise dos fatores relevantes na definição dos correspondentes proveitos permitidos e das TTVCF aplicadas pelo CUR.
2. O CT alerta que deve ser garantida a equidade de condições entre o ML e o MR, defendendo-se que os proveitos permitidos devem possibilitar recuperar os custos da comercialização, os custos não controláveis (margem) e os preços projetados da energia com pressupostos prudentes, incluindo prémios de risco, serviços de sistema, desvios de aquisição de energia elétrica e perfil da carteira de consumidores.
3. No cálculo dos proveitos permitidos anuais, a ERSE considerou para 2015 um valor de custos não controláveis (margem) de cerca de 4 M€ e de 1.5 M€ para 2016 e para 2017.
4. O CT releva que, na fixação de tarifas de 2016, o CA da ERSE teve em linha de conta o [parecer](#) do Conselho Tarifário, introduzindo uma componente de custos não controláveis nos proveitos permitidos da EDPSU para tarifas 2016 o valor de 1.5 M€, que a atual proposta para 2018 retira²⁷⁶.
5. Na atual proposta, o valor que consta²⁷⁷ referente à componente de custos não controláveis, é nulo.
6. O CT solicita a clarificação das situações referentes aos custos não controláveis do CUR, propondo que seja definida uma regra clara para o seu estabelecimento.

²⁷⁶ Documento: "Proveitos permitidos e ajustamentos" para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-80 linha 19.

²⁷⁷ Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos, linha 16 do Quadro 4-79.



II K - Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão (ORD BT)

1. O CT releva, novamente, a urgência da definição de um novo quadro normativo, ao nível regulatório, para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual tenha devidamente em conta, entre outros aspetos específicos, as questões do diferencial dos CIEG, de aquisição de energia, de exploração de redes exclusivamente em BT e de escala de operação.
2. Os ORD BT adquirem a energia no mercado liberalizado, o que na sua função de CUR, a que estão legalmente obrigados, dá origem a um agravamento dos custos de aquisição de energia em relação ao CUR nacional, dado que no atual contexto os preços de energia no mercado grossista são significativamente superiores ao valor de referência implícito na TTVCF.

II L - Tarifa social (TS)

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica, que constitui um apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016 e é aplicável:
 - a) Aos beneficiários do complemento solidário para idosos,
 - b) Aos beneficiários do rendimento social de inserção,
 - c) Aos beneficiários do subsídio social de desemprego,
 - d) Aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez,
 - e) Aos beneficiários da pensão social de velhice e
 - f) Aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que integrem um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a 5.808m€, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, até um máximo de 10.
2. A tarifa social consiste num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, que é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.
3. O Despacho n.º 9081-C/2017, publicado no *Diário da República* em 13 de outubro, veio estabelecer que o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2018 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33.8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, prevendo a ERSE, na sua proposta de tarifas e preços para a energia em 2018, que os custos com a tarifa social ascendam, em 2018, a cerca de 82.392 M€ (Continente e Regiões autónomas) montante que é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da potência instalada.
4. Em sede de custos com a tarifa social, há que ter ainda em conta o disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, que estabelece:

"Assim, e com os fundamentos que vimos de invocar é nossa intenção declarar a nulidade parcial do Despacho 11566-A/2013, de 3 de outubro, em relação às decisões contidas nos seus n.ºs 11 e 12 e, conseqüentemente, solicitar à ERSE que pondere no cálculo da tarifa UGS do próximo ano, a recuperação, em benefício das tarifas pagas pelos consumidores, dos montantes indevidamente nelas incluídas nos anos anteriores (2016 e 2017)".



5. O CT regista a incorporação dos valores decorrentes da aplicação do Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, na proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

II M – Preço dos Outros Serviços

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais ([RRC](#)) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo propostas das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente a atualização do preçário aplicável, atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação de serviço.
3. Nas RA, os preços a vigorar em 2018 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2017*, da Comissão Europeia, ou seja, 1.5% com a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora a qual mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.
4. Também é idêntico em todo o País o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais, sendo calculado a partir do valor do deflator implícito do consumo privado de 1.5%, sobre os valores em vigor.
5. Quanto aos preços por leitura extraordinária, nas RA, os preços em vigor em 2018 resultam de um aumento de 1.5% face aos de 2017, de acordo com o pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado). As variações no continente resultam do aumento de 0.8% do preço de leitura extraordinária no caso de clientes de BTN, para o horário entre as 08:00h e as 17:00h, beneficiando de reduções de 1.8% nos restantes horários.
6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, no continente verifica-se que a entidade concessionária da RNT não apresentou proposta de alteração aos valores vigentes, pelo que para as instalações em MAT se mantêm em 2018 os preços em vigor de 2017. Relativamente a outros níveis de tensão (AT, MT e BT) verifica-se um aumento de 0.7% para todos os preços, face a 2017, com a exceção, por um lado, dos preços relativos ao restabelecimento urgente, que para a BTN resulta num aumento de 5% e para a BTE numa diminuição de 2.5% e, por outro lado para os preços relativos à interrupção e restabelecimentos da BTN, uma vez que estes se mantêm.

II N - Qualidade de Serviço

1. O Relatório da Qualidade de Serviço do setor elétrico de 2016 da ERSE não se encontra ainda publicado, sendo apenas conhecidos os relatórios individuais das empresas que são publicados até 15 de maio. Na ausência do referido relatório, que em termos regulamentares deve ser publicado até dia 15 de outubro, o CT considera não dever pronunciar-se de forma detalhada sobre esta matéria sem que a ERSE produza previamente a sua análise.
2. O CT tem referenciado na generalidade dos seus pareceres a evolução da qualidade de serviço e a importância que ela tem para o SEN pelo que, mesmo na ausência do relatório já acima mencionado, não pode deixar de sublinhar alguns aspetos que norteiam a sua opinião sobre as questões essenciais.
3. Na generalidade, tem-se registado uma melhoria significativa da qualidade de serviço ao longo dos anos. O desempenho geral das empresas tem-se pautado pela manutenção de índices elevados, o que



tem sempre assegurado o acolhimento positivo do CT em relação às medidas regulatórias para os promover.

4. No quadro atual, o CT entende que os níveis de qualidade de serviço devem ser preferencialmente mantidos quando tenham atingido valores de excelência, tendo em conta que esses valores são particularmente difíceis de ultrapassar, o que pode exigir esforços técnicos de monta com os consequentes custos.
5. Alguma volatilidade dos indicadores de qualidade de serviço resulta sobretudo das características particulares de exposição das redes e infraestruturas às intempéries e riscos ambientais. O desempenho que se pretende medir deve ser aquele cuja alteração não dependa de causas fortuitas, mas apenas de questões estruturais e operacionais da responsabilidade dos operadores. Para o efeito, a correta ponderação desses efeitos deve ser tida em conta na avaliação.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

A. Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

1. A robustez e estabilidade da metodologia de cálculo dos parâmetros do custo de capital é um fator crucial na perceção do risco, devendo ser valorizada e estar subjacente a todos os exercícios efetuados pela ERSE no início de cada período de regulação, quer para o setor da eletricidade, quer para o do gás natural e, naturalmente, entre setores.
2. O CT regista que na atual proposta da ERSE se verifica um aprofundamento da harmonização e estabilização das metodologias de apuramento do custo de capital do setor da eletricidade e do gás natural, que naturalmente deverá constituir um princípio básico orientador na determinação do custo de capital, sob pena de o risco percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação.

B. Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2018-2020

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2018-2020, a ERSE mantém a opção metodológica baseada no CCMP já aplicada em anteriores períodos regulatórios. Conforme expressa a ERSE, a manutenção desta metodologia assegura o cumprimento dos princípios da estabilidade regulatória e da coerência metodológica, desde que o contexto o permita.
2. Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE propõe fixar em 5.50% e 5.75% os valores base para a remuneração dos ativos fixos das empresas reguladas.
3. A aplicação desta metodologia por parte da ERSE requer a definição de valores para um conjunto de parâmetros que têm impacto no valor final do CCMP das empresas reguladas. Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE procede a alterações de alguns parâmetros, que se passam a descrever e comentar:

3.1. Determinação do prémio de risco de mercado

- a) A ERSE utilizou uma metodologia idêntica à do anterior período regulatório, que consistiu em adicionar as componentes referentes aos prémios de risco de um mercado maduro e de Portugal;
- b) Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro, a ERSE considerou um valor entre 3.52% e 5.00%;
- c) Para determinar o prémio de risco de Portugal, a ERSE optou por calcular o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a



média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA, utilizando um período de dados de 5 anos. O *spread* obtido foi de 3.4%;

- d) Com base nestes pressupostos, a ERSE obtém um prémio de risco de mercado (PRm) para este período regulatório que pode variar entre 6.92% e 8.40%, enquanto no anterior período regulatório a ERSE propunha o valor de 6.25%.

O CT entende que a consideração de um período de dados de 5 anos para o cálculo do *spread* que corresponde ao prémio de risco do país irá refletir parte de um período de maior volatilidade e instabilidade financeira, não refletindo uma realidade que se antevê de maior estabilidade da economia nacional e aproximação aos mercados financeiros.

3.2. Prémio de risco da dívida

- a) O Prémio de risco da dívida foi igualmente objeto de alteração face ao período regulatório anterior²⁷⁸, tendo agora a ERSE determinado o valor de 2.5% para o período regulatório 2018-2020, que se traduz num aumento de 0.5% face ao anterior período;
- b) A fundamentação que a ERSE apresenta para suportar a decisão deste aumento do prémio de risco da dívida assenta nos seguintes pontos:
- Custo médio de financiamento das várias empresas do setor elétrico com atividades reguladas;
 - Evolução das *yields* das obrigações da REN e da EDP;
 - Análise de *benchmark* do *spread* para *utilities* com *ratings* semelhantes.

O CT considera que a fundamentação apresentada para suportar esta subida de 0.5% no valor definido para o prémio de risco da dívida carece de melhor justificação.

Tendo a ERSE optado por manter o mecanismo de indexação do custo de capital neste período regulatório, o custo médio de financiamento das empresas acomoda o risco de uma eventual alteração das respetivas condições de financiamento.

Por outro lado, a ERSE na sua decisão teve em consideração os *spreads* aplicados a empresas de dimensão e *ratings* comparáveis. No entanto, ao ter mantido um *Gearing* teórico de 55%, abaixo do endividamento real das atividades (e do grupo), o *spread* para o prémio de risco da dívida deve refletir o menor risco associado.

C. Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema da REN

C.1. Proveitos permitidos do ORT

1) Eficiência nos custos operacionais

- a) Desde 2009 que na atividade de transporte de energia elétrica foi adotada uma metodologia de regulação para os custos de exploração, que estabelece limites máximos a aplicar a estes custos e considera custos unitários de referência adaptados ao nível de atividade da empresa;
- b) O CT regista que a introdução da regulação por incentivos, em 2009, e a definição dos parâmetros que lhe estão associados, tem tido resultados positivos, com benefícios para o sistema elétrico, tendo originado uma redução significativa dos custos operacionais da atividade de transporte de energia elétrica na ordem dos 29% (de 45M€ em 2009 para 32M€ em 2016²⁷⁹);

²⁷⁸ No período regulatório 2015-2017 o prémio de risco da dívida era 2.0%.

²⁷⁹ Documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, p. 36.



- c) À medida que se desenrola o processo de regulação por incentivos e as medidas de redução de custos vão sendo implementadas, os potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma relativamente imediata e direta tendem a ser cada vez mais reduzidos;
- d) O CT recomenda que as metas de eficiência a impor tenham em conta, não só o desempenho da empresa, mas também o contexto nacional. Por um lado, a recuperação da economia tem impacto nas renegociações dos atuais contratos de prestações de serviços, existindo atualmente um número mais reduzido de prestadores de serviços compatíveis com as exigências da atividade do ORT, o que lhes confere maior poder negocial, por outro lado, a vetustez crescente dos elementos da RNT tem impacto nos custos de operação e manutenção destes ativos;
- e) Na atividade de gestão global do sistema os custos de exploração que até à data não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência devido à sua natureza e criticidade, vão passar a ser sujeitos a uma regulação por incentivos no próximo período de regulação;
- f) O CT concorda com o alargamento da avaliação de eficiência a esta atividade uma vez que tal poderá contribuir positivamente para a obtenção de ganhos de eficiência para o sistema.

Devido à natureza e criticidade desta atividade no SEN, o CT regista o facto de a ERSE excluir das metas de eficiência os custos não controláveis pelo ORT que resultam das implementações dos códigos de redes e de outras obrigações impostas na legislação.

C.2. Incentivos na atividade de transporte

- a) O CT regista a avaliação da ERSE sobre o efeito positivo do regime de incentivos em vigor nos custos e montante de ativos associados à atividade de transporte de energia;
- b) O CT reconhece o reforço do quadro de regulação por incentivos, aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema e a sua concretização, incentivando a minimização do montante líquido do ativo em exploração;
- c) O CT regista que o mecanismo de custos de referência em vigor tem contribuído para a eficiência dos custos de investimento do ORT, pelo que se considera correta a sua manutenção e identificação autónoma na base de ativos como proposto pela ERSE;
- d) O CT reconhece que, estando o mecanismo de custos de referência na rede de transporte em funcionamento desde 2009, a sua atualização e eventual revisão é expectável, em particular porque constitui um conjunto de custos normalizados, que são uma ferramenta fundamental na avaliação dos custos de investimento e no enquadramento de valorização dos investimentos futuros;
- e) O novo incentivo à Racionalização Económica do Investimento substitui dois dos incentivos em vigor: o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e o incentivo à disponibilidade dos elementos da RNT, e introduz outras dimensões de serviço que incluem a capacidade comercial de interligação. Este novo mecanismo correlaciona a evolução do rácio ativo líquido médio e ativo bruto em exploração com aspetos de índole técnica, associados a um indicador que pretende medir o desempenho funcional da RNT;
- f) O CT concorda com a introdução deste mecanismo que, ao incentivar o adiamento do investimento, pretende igualmente garantir que o operador da RNT continue a assegurar um bom desempenho operacional da rede, nomeadamente ao nível da qualidade de serviço prestada, da eficiência e da segurança na operação da RNT.

O CT recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema.



D. Parâmetros para a atividade de operação logística de mudança de comercializador (OLMC)

1. Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da gestão do processo de mudança de comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, foi fixado um financiamento tripartido das atividades desta entidade, através de:
 - a) Aplicação de receitas próprias da ADENE;
 - b) Taxa paga pelo comercializador cessionário, fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da ERSE;
 - c) Tarifas de eletricidade e de gás natural, desde que não constituam um agravamento de custos para os respetivos clientes finais.
2. Nos termos do art.º 3.º do mesmo diploma, compete à ERSE monitorizar as alterações que estão em curso relativamente à atividade e constituição de OLMC, tendo em conta o vasto conjunto de funções que foram atribuídos a este operador.
3. Aquando da revisão do RT, o CT apresentou no seu [parecer](#) à [Consulta Pública n.º 61](#), importantes preocupações no que respeita ao OLMC, que reitera:
 - a) *Deverá existir um cuidado especial na separação das atividades e na identificação dos seus custos para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações, por omissão;*
 - b) *O valor a recuperar através da tarifa OLMC não deverá ser superior ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade;*
 - c) *O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa;*
 - d) *O diploma legal que aprovou o regime jurídico aplicável ao OLC, prevê que tarifa do OLMC seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes formas de financiamento e os custos que se pretende recuperar.*
4. Assim, considera o CT que as preocupações manifestadas anteriormente, e neste parecer reiteradas, continuam a constituir questões pertinentes, a que urge dar resposta, dado que o OLMC iniciará a sua atividade em breve.
5. Para o processo de fixação dos proveitos permitidos e restantes parâmetros regulatórios do OLMC, é entendimento do CT que a correspondente atividade regulada respeita exclusivamente à atividade de gestão do processo de mudança de comercializador.
6. O CT reitera ainda a necessidade de ser monitorizado o cumprimento do disposto no art.º 6.º do diploma legal acima mencionado, que "*refere que as tarifas de energia como fonte de financiamento não poderão constituir um agravamento de custos para os respetivos clientes finais*". Esta preocupação é reforçada pelo exposto reconhecimento, do próprio regulador, que existiram dificuldades na definição da base de custos para o OLMC, atendendo à inexistência de um histórico que permita aferir o respetivo nível de custos, bem como à identificação dos custos incorridos pela EDP Distribuição com a operação de mudança de comercializador.
7. No que diz respeito à definição dos proveitos do novo operador independente, o CT acolhe a proposta de uma base de custos aceites para 2018, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência. Essa base de custos considera os custos de exploração (OPEX) e de investimento (CAPEX) propostos pelo OLMC, alisados para um período de 3 anos, mas suscita as seguintes observações:



- a) A componente de CAPEX deve ser remunerada a uma taxa inferior à do custo de capital determinado para a atividade de distribuição de energia elétrica (5.75%), tal como proposto pela ERSE, atendendo à natureza associativa sem fins lucrativos da ADENE;
- b) Aumentar a meta de eficiência exigida (1.5%), que considera unicamente o valor mínimo correspondente ao fator de progresso tecnológico, uma vez que é razoável esperar ganhos de eficiência e sinergias pela junção de uma plataforma comum ao SEN e SNGN.

E. Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição

E.1. Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

1. O CT registou que a ERSE definiu para a EDP Distribuição metas de eficiência para os custos de exploração de 3.5% ao ano para o período de regulação 2012-2014 e de 2.5% ao ano para o período de regulação de 2015-2017, tendo baseado esta redução no reconhecimento do progresso significativo em termos de eficiência económica no desempenho da atividade de distribuição de energia elétrica.
2. O CT constata que na proposta de tarifas em avaliação para o período regulatório de 2018-2020, a ERSE estima o nível de eficiência da EDP Distribuição utilizando as duas metodologias já aplicadas no anterior período regulatório: o modelo *Data Envelopment Analysis (DEA)* e o índice de *Malmquist*. As amostras consideradas integram cerca de trinta ORD europeus e, como subconjunto, os ORD com mais de um milhão de clientes.
3. A ERSE concluiu que a EDP Distribuição tem reduzido os seus custos, aproximando-os dos custos aceites pela regulação, e considerou que existe margem para a EDP Distribuição reduzir os seus custos em, pelo menos, 1.6% ao ano em termos reais, pelo que considera na proposta de tarifas e preços para 2018 uma meta de eficiência de 2% ao ano.
4. Da análise dos dados constantes da proposta, o CT evidencia:
 - a) Que é positiva a trajetória decrescente dos custos com a atividade da distribuição de energia elétrica que revela a aposta numa maior eficiência dos sistemas e dos processos;
 - b) Que a alteração do modelo de regulação na BT (TOTEX) faz aumentar significativamente a parcela dos proveitos permitidos que ficam sujeitos a eficiência (passa de 34% para 46%) e que a conjugação de várias decisões da ERSE impõe uma redução (~10,8%) dos proveitos permitidos da EDP Distribuição.

O CT considera que a meta de eficiência de 2% definida carece de melhor justificação, face aos resultados dos estudos acima mencionados.

E.2. Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

1. O CT verificou que o incentivo ao investimento em redes inteligentes foi introduzido no período regulatório 2012-2014 e alterado no período 2015-2017.
2. A ERSE, com a recente revisão regulamentar, introduziu novos aperfeiçoamentos no mecanismo até agora em vigor:
 - a) Que visam ultrapassar a falta de eficácia verificada, que se traduziu na apresentação de uma única candidatura no período regulatório que finda em 2017;
 - b) Que reforçam o alcance do incentivo através da remoção das barreiras identificadas à sua aplicação, nomeadamente o grau de complexidade associado aos processos de candidatura e à quantificação e valorização de benefícios.



3. O CT verificou que para o período de regulação 2018-2020:
 - a) Os parâmetros propostos mantêm a partilha de benefícios (50%) entre o ORD e os consumidores;
 - b) O valor do parâmetro que limita o incentivo em função do investimento passa de 1% para 1.5%;
 - c) Os investimentos inovadores aprovados pela ERSE que demonstrem aportar mais-valias para o sistema são premiados durante seis anos;
 - d) São elegíveis projetos inovadores no âmbito das redes inteligentes que melhorem a gestão e participação da procura, a flexibilidade na exploração das redes, a eficiência energética e a disponibilização de mais informação a clientes e comercializadores.
4. O CT concorda com as alterações propostas pela ERSE, observada a fase de transição tecnológica e de acelerada digitalização, aspetos que se revelam essenciais para aumentar a eficiência das operações e disponibilizar novos serviços e novas funcionalidades aos consumidores.
5. O CT recomenda que sejam valorizados os projetos inovadores que integrem soluções técnicas, que objetivem a eficiência energética e a disponibilização de informação aos consumidores mais vulneráveis.

F. Parâmetros para as atividades reguladas das RA

F.1. Gastos com pessoal

1. No que diz respeito ao apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2018, a ERSE utilizou os seguintes princípios:
 - a) Efetuou a média dos custos reais das empresas reguladas em 2015 e 2016;
 - b) Efetuou a média dos custos aceites pela ERSE nos anos de 2015 e 2016;
 - c) Posteriormente, efetuou a média dos resultados dos dois cálculos descritos anteriormente.
2. As empresas reguladas das RA, EDA e EEM, foram sujeitas desde 2011, à política de reduções salariais aplicáveis à função pública, estabelecida anualmente através dos respetivos Orçamentos de Estado. Isto significa que, para além das reduções salariais efetuadas²⁸⁰, quer as remunerações, quer a evolução nas carreiras, foram suspensas desde aquela data, até julho de 2017. Nesta data, foi reposto 50% do efeito do congelamento nas progressões das carreiras, sendo os restantes 50% repostos a partir de janeiro de 2018, em conformidade com os instrumentos de regulamentação coletiva do trabalho estabelecidos (Acordos de Empresa).
3. Verifica-se, assim, que as bases de custos controláveis fixadas para o início do período regulatório de 2018 a 2020, não contemplam o descongelamento salarial (progressão nas carreiras, diuturnidades e demais benefícios dos trabalhadores) iniciado em julho de 2017, em conformidade com a Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2017). Destaca-se, também, a inexistência de qualquer atualização salarial de 2011 a 2017.
4. O CT recomenda que a ERSE reanalise os parâmetros fixados para o período regulatório 2018-2020, para a EDA e EEM, pois poderão estar influenciados pela perspectiva de ganhos de eficiência ao nível dos gastos com pessoal, com base no fundamento que as realizações anuais (2015 e 2016) estão condicionadas por fatores exógenos às empresas reguladas das RA.

²⁸⁰ No caso da EDA, as Resoluções do Conselho do Governo Regional dos Açores n.º 23/2015, de 11 de fevereiro e n.º 16/2016 de 15 de janeiro, permitiram repor, parcialmente, as reduções salariais.



F.2. Fatores de eficiência para o período de regulação 2018-2020

1. Conforme referido no ponto anterior, as bases de custos para 2018 das empresas reguladas das RA, para todas as atividades, foram determinadas através da média dos custos reais e aceites da EDA e EEM nos anos de 2015 e 2016 líquidos de proveitos, de custos de manutenção (AEEGS) e de ajustamentos de preços de transferência (quando aplicável), atualizadas para 2018, tendo em conta a taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto, e as metas de eficiência definidas no anterior período regulatório.
2. Relativamente aos modelos de regulação económica, no período regulatório 2018-2020, a ERSE mantém os modelos de regulação do OPEX das atividades desenvolvidas pelas empresas reguladas das RA, assente numa regulação por incentivos, propondo alterar os respetivos fatores de eficiência.
3. Tendo em consideração que as regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte, o CT recomenda à ERSE a promoção de uma análise mais aprofundada, para o próximo período regulatório a iniciar em 2021, que permita identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada região autónoma, na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores.
4. Em função destes referenciais, deveriam então ser determinadas as bases de custos, assim como, os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros adequados e cabalmente fundamentados, sendo revistos com a regularidade exigida pela evolução tecnológica e outros fatores internos e/ou externos.

G. Custos de referência para o comercializador de último recurso

1. Na avaliação da performance das empresas reguladas do setor elétrico, a ERSE afirma que a EDP SU é a mais eficiente no seu grupo de dimensão. Neste caso, justifica que apenas é expectável que ocorra uma melhoria do seu nível de eficiência pelo efeito do progresso tecnológico (Doc. Parâmetros, pág. 244).
2. Os resultados obtidos nas diferentes análises da ERSE indicam que, para o período 2018 a 2020, se deve aplicar uma meta de eficiência de 1.5% associada ao efeito do progresso tecnológico (Doc. Parâmetros, pág. 246).
3. Considerando que a informação estudada pela ERSE quando da definição dos custos de referência advém dos valores previsionais enviados pelo CUR a 15 de junho, alerta-se a ERSE para a necessidade de ajustar os valores em consequência da Lei nº 105/2017, de 30 de agosto.

IV

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

H. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

- a) O serviço de fornecimento de energia elétrica, entre outros, possui a natureza de serviço público essencial, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 1.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho (Lei dos Serviços Públicos Essenciais), diploma legal que criou um regime especial de proteção dos utentes de certos serviços que, pela sua natureza, importância e necessidade social, estão sujeitos a princípios como o da acessibilidade;
- b) A subida do IVA em 2011 na fatura de energia, para a taxa máxima, alteração então dita de caráter excecional determinada pela situação de grave crise económica que desde 2008 se registou em Portugal e na Europa, afetou particularmente o consumidor doméstico;



- c) Tendo em conta a finalização do programa de intervenção, considerando-se que há sinais de retoma da economia e de crescimento económico e tendo ainda em atenção que se trata de um serviço público essencial, o CT recomenda que a ERSE, pese embora não tenha poderes legislativos, desenvolva junto do legislador as diligências necessárias tendentes à redução da taxa de IVA para a taxa mínima.

I. Eficiência no consumo de energia elétrica

No domínio da eficiência energética no consumo, o CT recomenda que:

- a) A tónica regulatória se centre na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes;
- b) Em todas as fases do processo regulatório necessário à estruturação de novos planos ou regulamentos específicos, ou à avaliação da alteração de planos existentes, seja dada, em tempo útil, a informação necessária à avaliação pelo CT dos impactos tarifários.

J. Saldos de gerência da ERSE

- a) De acordo com o estipulado na norma contida no n.º 6 do artigo 50.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 77/2002, de 12 de abril, na sua atual redação, sempre que sejam gerados saldos de gerência pela ERSE devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas aos clientes de cada um destes setores para o orçamento da ERSE;
- b) O CT regista que desde o ano de 2009 foram acumulados pela ERSE saldos de gerência que ultrapassam o valor global de 11M€ que, até ao momento, não foram devolvidos às tarifas nos termos regulamentares aplicáveis, não obstante as diligências desenvolvidas pelo C.A. da ERSE nesse sentido;
- c) O CT considera que a devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE terá um impacto positivo na formação das tarifas contribuindo para o seu desagravamento;
- d) Assim, o CT recomenda à ERSE que continue a desenvolver esforços com vista à concretização da devolução dos saldos de gerência acumulados pela ERSE desde há vários anos a favor dos consumidores de energia.

K. Estudo sobre impactes no preço médio de mercado

- a) Nos termos do art.º 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, deverá o CT ser consultado com vista à emissão de parecer relativo ao estudo sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica. Por carta datada de 12/10/2017, dirigida ao CA da ERSE, o CT informou da sua pretensão em emitir parecer autónomo relativo ao estudo acima mencionado;
- b) Pelo CA da ERSE foi dado conhecimento ao CT de uma proposta de termos de referência para o estudo;
- c) Tendo em conta que este estudo não foi até à data enviado, o CT reitera ser seu entendimento que este órgão deverá ser consultado em relação ao procedimento de aplicação do referido diploma legal.



V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta todas as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2017.



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 13 de outubro de 2017, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2017.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2017 as tarifas e preços de energia elétrica para 2018 e os parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se as respostas da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT da ERSE.

I

GENERALIDADE

I A - Comunicação dos impactos tarifários

Na comunicação dos impactos tarifários a ERSE apresentou, este ano, informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN), e sobre as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores.

Adicionalmente, devido ao elevado peso que os custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema (fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

No que concerne à variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais referida no comunicado, esta é uma variação média para Portugal, integrando as regiões autónomas. Em qualquer uma destas regiões a variação tarifária na BTN é também de -0,2%.

I B - Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG). Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG está fora das competências da ERSE, dependendo das decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética nacional. Ainda assim, importa referir que todos os aspetos associados a esta evolução para a sustentabilidade do setor são acompanhados de perto pelo regulador, sendo que as potenciais consequências associadas às obrigações relativas ao pagamento desses custos pelo SEN são divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.



Relativamente à trajetória futura esperada dos CIEG, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre estes temas.

I C - Interruptibilidade

A ERSE desconhece alterações para além daquelas implementadas pela Portaria n.º 268-A/2016, ao abrigo da qual a ERSE tomou conhecimento e participou em testes de verificação da disponibilidade das instalações que prestam o serviço de interruptibilidade. Destes testes resultaram incumprimento por parte de algumas instalações não tendo, contudo, o impacto económico sido muito significativos.

Atendendo a este enquadramento, a ERSE reviu ligeiramente em baixa o valor da interruptibilidade e terá em consideração no cálculo tarifário os impactos provenientes das alterações ao regime da interruptibilidade assim que sejam concretizadas.

I D - Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

A ERSE acolhe positivamente a proposta do CT para que sejam envidadas junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE) para o Setor Elétrico Nacional (SEN) reforçando, no entanto, que tais diligências têm sido realizadas de forma persistente e sem resultados. De todo o modo, a ERSE continuará a desenvolver, dentro das suas atribuições, as ações necessárias para assegurar que sejam transferidas do FSSSE os montantes devidos ao SEN, em especial serão solicitadas às autoridades competentes esclarecimentos relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

Todavia, esta posição não pode condicionar a devida prudência tarifária, pelo que as previsões de recebimento por parte do SEN das verbas do FSSSE não poderão alhear-se do facto das transferências do FSSSE para o SEN observadas até à data serem residuais, face aos montantes em questão.

Nesse sentido, a opção pela não inclusão nas tarifas para 2018 de verbas do FSSSE constitui uma abordagem prudente. Esta abordagem em nada altera a interpretação da ERSE de que o SEN é atualmente credor do FSSSE, nem altera as suas legítimas expectativas quanto às futuras transferências de montantes de CESE desse fundo para o SEN, que serão posteriormente consideradas para efeitos tarifários no cálculo dos ajustamentos finais. Dito do outro modo, qualquer montante transferido do FSSSE para o SEN será, naturalmente, deduzido, acrescido de juros, às tarifas calculadas no ano seguinte ao da transferência.

I E - Dívida tarifária e serviço da dívida

Nada a referir

I F - Implementação do novo período regulatório

No que respeita à tarifa social, a ERSE genericamente concorda com o princípio que os descontos devem incidir sobre a componente da potência contratada pois isso constituiu um mecanismo de fomento à utilização eficiente de energia.

Não obstante o exposto, a alteração que a ERSE propôs no âmbito da revisão regulamentar visa também dar resposta a outra necessidade. Em concreto visa proteger os consumidores vulneráveis relativamente a variações tarifárias muito acentuadas, de resto, em linha com os princípios tarifários previstos no artigo 61.º, n.º 1, al. e) e f) do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Esta alteração teve por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes. Este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Assim sendo, no cálculo da tarifa social os descontos incidem fundamentalmente na componente de potência contratada e adicionalmente são mitigados os acréscimos observados em cada um dos preços, quer das tarifas sociais de acesso às redes, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.



I G - Recomendações anteriores do CT da ERSE

Nos trabalhos que antecedem um novo período regulatório, a ERSE procede à avaliação do desempenho das empresas reguladas. Esta prática foi seguida para a preparação do período regulatório que se inicia em 2018, abrangendo um período de 3 períodos regulatório completos (2006-2008, 2009-2011, 2012-2014) e dos dois primeiros anos do período regulatório 2015-2017 (anos de 2015 e 2016). Assim, é possível aferir ao longo de 11 anos a evolução das atividades reguladas do Setor Elétrico. As conclusões extraídas desta análise prévia são tidas em conta pela ERSE na definição das metodologias regulatórias e dos parâmetros a aplicar às empresas no novo período regulatório.

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2018

Para além das alterações à estrutura tarifária já introduzidas na atual proposta, e reconhecidas no ponto II.A do capítulo da Especialidade do parecer do Conselho Tarifário, a ERSE prepara-se para dar início à realização dos projetos-piloto relativos ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária e à introdução de tarifas dinâmicas. A ERSE prevê, em breve, aprovar uma deliberação sobre os projetos-piloto a realizar em Portugal Continental de forma a poder iniciar os mesmos na primeira metade de 2018. A deliberação relativa aos projetos-piloto a realizar nas regiões autónomas irá ocorrer já em 2018. No entanto, realça-se que a informação recolhida no âmbito dos projetos-piloto permitiu, desde já, estabelecer um ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas, conforme identificado em pareceres anteriores do Conselho Tarifário.

Sublinha-se que os projetos-piloto mencionados visam melhorar a aderência da atual estrutura tarifária à estrutura de custos do setor elétrico, de forma a incentivar uma utilização mais eficiente por parte dos consumidores. Em particular, o projeto-piloto que testa a introdução de uma tarifa dinâmica no acesso às redes em Portugal Continental visa melhorar a identificação dos períodos críticos em termos de utilização das redes elétricas, ao definir esses períodos com uma antecedência de poucos dias, o que permite ter melhor informação sobre o consumo expectável e a produção intermitente das energias renováveis em determinado momento.

II B – Aditividade tarifária

A variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema, fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs).

As variações tarifárias no acesso às redes são muito diversas em resultado dos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema. As disposições estabelecidas nessa Portaria impõem a alocação dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, situação que impacta diretamente nas variações observadas pelos vários termos tarifários que compõem as tarifas de acesso às redes, condicionando a estrutura tarifária e sujeitando-a a alterações de um ano para o outro.

Em contrapartida, na determinação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, as variações por termo tarifário são mitigadas no quadro da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, de modo a acautelarem-se os interesses dos consumidores no que respeita a impactes tarifários muito diferenciados por cliente. Esta mitigação de variações é efetuada por termo tarifário, sendo que, por tipo de fornecimento ou nível de tensão, se assegura a igualdade de preços médios entre as tarifas transitórias



e as tarifas de referência ou aditivas que representam a melhor expectativa para os preços no mercado retalhista.

Assim sendo, a incoerência referida pelo CT de tarifas transitórias de venda a clientes finais com valores de potência contratada inferiores às tarifas de acesso às redes é consequência, por um lado, das variações acentuadas por termo tarifário observadas nas tarifas de acesso às redes que não estão sujeitas a qualquer limitação e, por outro lado, da necessidade de limitar estas mesmas variações tarifárias por termo tarifário nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Com o objetivo de eliminar esta incoerência, a ERSE efetuou as seguintes alterações à sua proposta de tarifas, que permitem mitigar a variação no preço de potência contratada no acesso às redes de BTN:

g) o valor do sobrecusto com os contratos de aquisição de energia (CAE) distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada passa de 15% deste sobrecusto para 0%, ao abrigo do disposto nos n.º 8 e 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012;

h) o novo custo incremental de potência contratada da rede de distribuição de BT, será introduzido em dois anos, ou seja, nas tarifas de 2018 será considerado 85% do valor deste custo incremental.

Com estas alterações a referida incoerência entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas transitórias de venda a clientes finais deixa de se verificar para os escalões entre 4,6 kVA e 13,8 kVA, permanecendo apenas nos escalões de 17,25 kVA e 20,7 kVA.

II C - Variações tarifárias e ajustamentos

No processo de cálculo de tarifas para cada ano, ao efetuar as suas previsões a ERSE tem a preocupação de avaliar a evolução das principais determinantes legislativas, económicas, técnicas e ambientais que possam ter impacto na evolução dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Contudo, os fatores exógenos à atuação regulatória, tais como o nível de procura, as condições climatéricas ou ainda a evolução do preço dos combustíveis, impactam de forma significativa nos resultados reais obtidos pelas empresas reguladas, em especial nas atividades não diretamente reguladas. Estes fatores são, de um modo geral, bastante voláteis e sujeitos a condicionantes conjunturais, não previsíveis, pelo que quaisquer previsões quanto à sua evolução, por mais rigorosas e fundamentadas como procuram ser as previsões da ERSE, inserem sempre um grau de incerteza elevado que se reflete por inerência nos ajustamentos aos proveitos que lhes foram permitidos dois anos antes com base em valores previsionais.

II D - Sobrecustos das Regiões Autónomas

A preocupação levantada pelo CT da ERSE quanto à necessidade de explicitar os valores referentes a ajustamentos tarifários das empresas das RA já se encontra, atualmente, respondida nos documentos que acompanham as propostas tarifárias. Em concreto, no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018", de outubro de 2017, são apresentados os motivos para as variações de proveitos ocorridas ao nível das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Por exemplo, no ponto 4.6.5, do referido documento refere-se "*Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 é superior ao verificado nos dois anos anteriores, 2016 e 2017. Esta evolução reflete, em parte, o impacto do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016.*", e no ponto 4.7.4 do mesmo documento, refere-se "*O efeito verificado na atividade de DEE deve-se à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, no ano de 2016, os quais não se encontravam contemplados nas tarifas desse ano.*" De igual forma, os quadros de ajustamentos e de proveitos de cada atividade permitem verificar em detalhe as causas dos acréscimos ou reduções de proveitos por cada um dos agregados de custos, uma vez que no caso dos quadros dos ajustamentos do ano encontram-se,



também, os valores de tarifas desse ano, e nos quadros de proveitos permitidos, encontram-se os proveitos permitidos do ano anterior. Assim, é sempre possível aferir a evolução de cada agregado de custos.

Sempre que necessário a ERSE enfatizará nos seus documentos, os motivos e os valores referentes à variação de proveitos em cada atividade.

II E – Caracterização da procura de energia elétrica em 2018

A ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária, respetivamente 49 563 GWh em 2017 (+0,6%) e 50 136 GWh em 2018 (+1,2%), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data, designadamente as projeções de indicadores macroeconómicos e o contexto legislativo.

Os valores de procura estabelecidos pela ERSE para 2018 comparativamente com as previsões das empresas de junho de 2017, apresentavam valores superiores.

Entretanto as revisões em alta das previsões mais recentes da REN, quer para 2017, quer para 2018, vêm demonstrar que os valores propostos pela ERSE e considerados na proposta tarifária submetida a parecer do Conselho Tarifário são adequados. Assim sendo na decisão final mantêm-se os valores de procura para 2017 e 2018.

II F - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes

As previsões do custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2018 e a estimativa para o corrente ano de 2017 apresentados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico" da proposta de tarifas de 15 de outubro de 2017 tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuro para entregas em 2018, no período que antecedeu a publicação do referido documento. Todavia, as condições relativas à definição dos preços da eletricidade sofreram alterações consideráveis entre a proposta de tarifas apresentada ao CT da ERSE a 15 de outubro e a definição dos valores finais a publicar nos documentos de 15 de dezembro de 2017.

A seca extrema que tem caracterizado o ano de 2017 e que continuou durante os meses de outubro e novembro a assolar a Península Ibérica, conjuntamente com o aumento dos preços nos mercados grossistas dos combustíveis designadamente do carvão e do petróleo, têm justificado um aumento dos preços da eletricidade, não apenas de mercado spot, como também no mercado de futuros, designadamente para as entregas no próximo ano. Desta forma, tendo em consideração estas alterações de circunstâncias e tomando boa nota dos comentários do CT relativamente ao preço médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes, a ERSE decidiu rever em alta estes preços tanto nas suas estimativas para 2017, como nas previsões para 2018.

II G – Mercado liberalizado (ML)

A ERSE utiliza, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A proposta de tarifas e preços para 2018 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, bem como a possibilidade concedida pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, de os clientes com contratos de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado poderem optar pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, e eventual regresso ao comercializador de último recurso, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Neste sentido, as previsões para 2018 apontam, como se pode verificar nas figuras 2-6 e 2-7, para uma estagnação dos valores relativos quer em número de clientes quer em consumo anual no mercado livre.



II H - Tarifas de acesso para a mobilidade elétrica

No cálculo das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica é garantida a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas, bem como a recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura de redes.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são tarifas com estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, conseqüentemente, sem preços de potência contratada, na medida em que a carga a satisfazer – veículos automóveis – varia no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada convertendo-os em preços de energia. Nesta variabilização – conversão dos preços de potência contratada em preços de energia – assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos.

É possível verificar que os preços de energia das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são superiores aos preços de energia das tarifas de acesso às redes das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

A explicação aqui apresentada será acrescentada ao ponto 4.8 do documento de "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020".

II I - Tarifas de acesso às redes em Portugal Continental

Conforme já referido a variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos custos de interesse económico geral (CIEG).

No quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos são fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. É também possível verificar que as tarifas de uso das redes reguladas pela ERSE se reduzem no período analisado, situação que contribuiu para mitigar os acréscimos das tarifas de acesso às redes. A ERSE concorda com a necessidade de manter controlado o valor dos CIEG e, embora a evolução destes custos esteja fora do âmbito do controlo direto da ERSE, analisando a sua evolução é possível verificar que tem vindo a diminuir.

| Tarifas | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Variação média anual 2018/2014 |
|-----------------------|-------|-------|------|------|--------|--------------------------------|
| Acesso às Redes | 6,3% | 6,3% | 6,2% | 4,7% | -4,4% | 3,1% |
| Uso Global do Sistema | 11,9% | 21,2% | 9,2% | 5,2% | 0,7% | 8,8% |
| Uso de Redes | 1,3% | -8,6% | 2,3% | 3,9% | -11,6% | -3,7% |

II J - Comercialização de último recurso (CUR)

A ERSE entende a preocupação levantada pelo CT quanto às incertezas associadas ao processo de *phasing out* da atividade de comercialização e quanto aos seus potenciais impactos, por um lado no equilíbrio económico-financeiro desta atividade e, por outro, na equidade de condições entre o mercado livre e o mercado dito regulado.

No que diz respeito ao primeiro ponto, esta preocupação materializou-se na inclusão, pela primeira vez no anterior período regulatório, de uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP, SU. Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a



análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacto dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso.

Em particular, a inclusão, de uma parcela de custos não controláveis no montante de 1,5 milhões de euros nas tarifas de 2016 resultou de previsões quanto à existência de um nível de custos não controláveis nesse ano e no seu consequente impacto nos resultados da empresa, que não se confirmaram. Assim, considerou-se a não-aceitação, em sede de ajustamento definitivo, desse montante.

No entanto, desde a apresentação da proposta tarifária, foram reponderadas as condições da atividade de comercialização para o próximo período regulatório de modo a melhor garantir a equidade de condições do mercado livre e do mercado regulado, refletindo a recente revisão do quadro legislativo da atividade de comercialização que culminou com a publicação da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Desse exercício destaca-se, entre outros, o facto de os proveitos desta atividade passarem a ser integralmente recuperados ao nível da tarifa de comercialização, tendo-se, consequentemente, anulado o montante do diferencial da atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperado através da tarifa de UGS.

II K - Operadores da rede exclusivamente em BT

Na sequência da recente revisão do Regulamento Tarifário, são aprovadas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Estas tarifas são determinadas a partir das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes em MT, deduzindo a tarifa de Uso Global do Sistema em MT (que integra CIEG alocados em MT) e adicionando a tarifa de Uso Global do Sistema em BT (devidamente convertida para o nível de tensão em MT por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas em BT).

Os preços apresentados são calculados incorporando 20% da diferença entre a tarifa de uso global do sistema em BTE e a tarifa do uso global de sistema em MT. Esta situação permite reduzir a subsídio cruzada em vigor de 100% desta diferença, para 80%. A eliminação desta subsídio cruzada deverá ser efetuada acautelando impactes tarifários anuais, conforme a ERSE discutiu no âmbito da revisão regulamentar. Este gradualismo é expressamente referido no documento da proposta de tarifas de energia elétrica para 2018.

Importa também referir que os artigos 205.º e 206.º do Regulamento Tarifário aprovam ainda um conjunto de situações e procedimentos de salvaguarda do equilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, em particular no que respeita às concessões de BT. Estas disposições serão adotadas nas situações em que se verifiquem desajustes nas tarifas anteriormente referidas.

II L - Tarifa social

No cumprimento da legislação em vigor, a ERSE, no âmbito do cálculo das tarifas do Setor Elétrico para 2018 procedeu à aplicação do disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia. Neste sentido, foram deduzidos os montantes correspondentes à tarifa social atribuíveis aos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma.

II M - Preços dos outros serviços

A ERSE regista o sentido global de concordância do Conselho Tarifário com os principais aspetos da proposta de preços dos serviços regulados que, em boa parte, se fundamentou também em considerações do próprio Conselho em exercícios anteriores.

II N - Qualidade de serviço



A ERSE reconhece a pertinência de haver uma publicação atempada do Relatório da Qualidade de Serviço o que, no presente ano, foi objetivamente prejudicado pelo processo de revisão regulamentar que, neste domínio, operou uma fusão regulamentar entre os setores elétrico e do gás natural e em que a disponibilização de informação é um aspeto de realce.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

III A - Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

Nada a referir

III B - Remuneração do capital das entidades reguladas no período regulatório 2018-2020

3.1. - Determinação do prémio de risco de mercado

O prémio de risco de mercado reflete a previsão de uma realidade que ainda se perspetiva com algum risco, havendo ainda uma perceção de incerteza quanto à evolução das condições económicas e financeiras dos próximos anos, apesar da mais recente estabilidade. É também de realçar dois aspetos relevantes neste ponto em particular:

- O prémio de risco país tem por base o diferencial para a taxa de juro sem risco, que no presente momento também se encontra em valores mínimos, estando este nível dependente da manutenção da atual política monetária do BCE;
- As alterações da conjuntura económica e financeira que possam ter reflexo nas taxas de juro de referência estão acomodadas no mecanismo de indexação do CCMP, sendo estas condições reavaliadas no final do período regulatório.

Assim, a consideração de um período de 5 anos com contextos opostos, para o cálculo do prémio de risco, para além de ser coerente com as práticas da ERSE do passado, assegura igualmente alguma estabilidade na definição deste parâmetro face às incertezas que lhe são atualmente inerentes.

No entanto, a ERSE acomoda a preocupação expressa pelo CT ajustando em baixa os valores máximos e mínimos do mecanismo de indexação do CCMP.

3.2. - Prémio de risco da dívida

A determinação do prémio de risco da dívida teve em conta a avaliação dos custos de financiamento reais das empresas com atividades reguladas. Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A redução das taxas de juro de referência pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do *spread* entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência. A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médios de financiamento reais

das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período regulatório, sendo de destacar que a manutenção do prémio de risco da dívida de 2%, igual ao do anterior período regulatório, resultaria



num custo do capital alheio de 3%, abaixo dos custos médio de financiamento em 2016 de todas as empresas com atividades reguladas, com exceção da EDA. Na definição do prémio de risco para o período regulatório que se iniciará em 2021 a avaliação dos custos médios de financiamento reais face ao definido em sede de parâmetros para os anos de 2017 a 2019 serão tidos em conta.

III C - Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema da REN

C.1. - Proveitos permitidos do ORT

A definição das metas de eficiência a aplicar aos custos operacionais é premente nas metodologias regulatórias por incentivos aplicados às atividades reguladas. A avaliação do desempenho das empresas e o contexto nacional e do setor elétrico são relevantes na definição das metas de eficiência, pelo que a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, tendo como objetivo para o próximo período regulatório uma avaliação do impacto da idade dos ativos do ORT nas condições de exploração da rede de transporte de energia elétrica.

C.2. - Incentivos na atividade de transporte

O CT considera positiva a introdução do mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, uma vez que permite simultaneamente o adiamento do investimento e garantir um bom desempenho operacional da RNT. No entanto, este órgão *"recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema"*.

Dando resposta a esta recomendação foram alterados alguns aspetos apresentados inicialmente na proposta submetida ao CT de mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, designadamente na formulação do indicador de desempenho funcional e respetivos parâmetros.

Em seguida apresentam-se os principais aspetos que foram alterados no mecanismo proposto:

- Indicador de desempenho funcional (indicador RDF)
O indicador RDF inicialmente calculado através do produto dos indicadores secundários passa a ser determinado através da média ponderada dos indicadores secundários.
- Indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário (IInterligações)

A fórmula de cálculo de "IInterligações", que inicialmente tinha em conta o menor dos dois valores que resultavam do cálculo das capacidades de importação ou de exportação, passa a considerar somente os valores da importação.

- Parâmetro que limita o valor máximo do indicador IInterligações
O valor máximo da referência para o indicador IInterligações, que inicialmente assumia o valor de 30%, passa a ser 27%.

III D - Parâmetros para a atividade de operação logística de mudança de comercializador

A autonomização da figura do OLMC numa única entidade que desempenha as funções para os setores elétrico e do gás natural surgiu por aplicação do disposto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março. A atividade de OLMC era até 2017 desenvolvida pela EDP D, no que se refere ao setor elétrico, e pela REN Gasodutos, no que se refere ao setor do gás natural. Com a transferência das incumbências de OLMC para a ADENE, a ERSE, em cumprimento da legislação vigente, teve a preocupação de assegurar que a atividade de OLMC não resultasse num agravamento de custos para os consumidores de energia, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Assim, no caso particular do setor elétrico os proveitos permitidos alocados ao OLMC foram compensados por uma diminuição no mesmo sentido nos proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D,



incorporados na base de custos da atividade de distribuição em alta e média tensão, de modo a refletir o impacto da transferência de competências da EDP D para a ADENE e garantir que a criação desta atividade não gerasse quaisquer custos acrescidos para os clientes do setor elétrico. Para assegurar a estabilidade tarifária associada a esta atividade, a ERSE implementou um mecanismo de alisamento de custos que permitiu repartir ao longo dos três anos do período regulatório 2018-2020 os custos previstos com a atividade de OLMC do setor elétrico. Assim, o maior esforço inicial do OLMC em termos de recursos, associado ao arranque da sua atividade, foi repartido ao longo de três anos.

A atividade regulatória da ERSE abrange a fixação dos proveitos permitidos da atividade de OLMC, assim como a definição da tarifa respetiva, com vista a recuperar esses proveitos, que é paga pelos consumidores de eletricidade no âmbito do disposto na regulamentação em vigor, nomeadamente do Regulamento Tarifário. Neste contexto, a atividade do OLMC será monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidias cruzadas entre a atividade regulada do OLMC e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, assim como garantir que os rendimentos suplementares obtidos pelo OLMC fora da aplicação da tarifa regulada sejam devolvidos ao SEN, através da sua dedução aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas.

Refira-se também que a aplicação de uma meta de eficiência superior ao nível mínimo exigido de 1,5% (que corresponde ao fator mínimo de eficiência tecnológica), que internalizasse, por exemplo, eventuais ganhos acrescidos de escala, seria atualmente contraproducente, visto que o OLMC ainda não iniciou a sua atividade e, conseqüentemente, o seu desempenho não pode ser avaliado.

No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE acolheu a sugestão do CT da ERSE e reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Esta revisão resultou num ganho direto para os clientes do SEN, visto que não implicou qualquer alteração em sentido contrário do nível de proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D.

III E - Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição

E.1 - Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

As metas definidas para os custos da atividade de distribuição de energia elétrica para o próximo período regulatório resultam do cruzamento das conclusões da avaliação do desempenho desta atividade e da auditoria efetuada às operações intragrupo da EDP Distribuição. Deste modo, foram revistas a meta de eficiência e a base de custos da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a permitir uma partilha mais equitativa entre os clientes e a empresa dos resultados que esta empresa tem vindo a alcançar em termos de desempenho económico.

A meta de eficiência de 2% proposta procura garantir a manutenção do esforço da EDP D, no sentido de diminuir os custos suportada no progresso tecnológico e de incrementar o seu nível de eficiência relativo. A diminuição de 2,5% para 2% desta meta reflete, assim, os resultados obtidos no último período regulatório, assim como o facto de continuar a existir margem para melhorias neste indicador face a empresas comparáveis, sendo esses resultados observáveis no estudo de *benchmarking* apresentado no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020".

Esta conclusão é reforçada pela auditoria acima referida, que justifica igualmente a necessidade de a empresa partilhar de forma mais efetiva o esforço de diminuição de custos com os clientes. Esta última necessidade materializou-se na correção em baixa da base de custos para o novo período regulatório.

E.2 - Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

Os projetos que se vierem a candidatar ao incentivo ao investimento em redes inteligentes serão analisados individualmente pela ERSE e, tal como referido no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020", deverão demonstrar em que medida se enquadram no conceito de rede inteligente e quais



os benefícios que trazem para os clientes, designadamente através de novo conhecimento desenvolvido por via de mais informação útil que passará a estar acessível aos agentes do setor elétrico.

Adicionalmente, os projetos candidatos devem concretizar alguns objetivos pré-definidos, entre os quais se encontram os contributos, referidos pelo CT, para a eficiência energética e para a disponibilização de informação aos consumidores, em particular aos mais vulneráveis. Assim sendo, na avaliação dos projetos candidatos, a ERSE analisará a informação prestada pelos operadores sobre os benefícios que o investimento em causa proporciona nesses dois vetores.

No que diz respeito à identificação e valorização de benefícios associados a cada um dos objetivos que os projetos em rede inteligente devem concretizar, a ERSE pretende trabalhar em conjunto com os operadores das redes no sentido de clarificar métricas a utilizar.

III F - Parâmetros para as atividades reguladas das RA

F.1 – Gastos com pessoal

Tendo em conta os comentários do CT relativamente à fixação dos parâmetros da EDA e da EEM para o período regulatório com início em janeiro de 2018, a ERSE procedeu à reavaliação dos cálculos que havia efetuado para a determinação das bases de custos da EDA e da EEM, em particular no que se refere à rubrica de gastos com pessoal.

Esta reavaliação foi concretizada após a ponderação de dois fatores. Por um lado, é previsível que no ano de 2018 ocorram acréscimos com os gastos com pessoal por reposição aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Por outro lado, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico²⁸¹, não se pode deixar de considerar que esses custos são, em parte, controláveis pelas empresas.

Nesse contexto, a ERSE reconheceu parcialmente os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os nas bases de custos de cada atividade.

F.2 - FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Para a fixação das bases de custos das atividades reguladas da EDA e da EEM, a ERSE tem em conta o desempenho das duas empresas em cada uma das atividades reguladas. Neste sentido é feito anualmente uma análise de desempenho que é aprofundada no ano que antecede a fixação de parâmetros para cada período regulatório.

Face às particularidades de cada uma das regiões insulares, RAA e RAM, não é de todo fácil encontrar outras realidades similares que permitam efetuar uma análise alargada de *benchmarking*. Nessa ausência a ERSE optou por efetuar para as atividades de AGS e de DEE um *benchmarking* mais restrito, apenas entre a EDA e a EEM e, adicionalmente, ao nível da atividade de DEE foi efetuada uma análise num âmbito mais alargado em que se avaliou o desempenho da EDA e a EEM, através de uma metodologia de DEA, numa amostra de 29 empresas.

Na interpretação dos resultados desse trabalho, a ERSE teve em consideração as particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades, não tendo aplicado, de forma direta, os resultados das análises efetuadas, designadamente do *benchmarking* alargado à EDA e à EEM.

²⁸¹ O que se pode observar, por exemplo, no facto da taxa de remuneração dos ativos não refletirem o risco de atividades sem fim lucrativos, o que se materializaria na consideração de taxas de remuneração em linha com os custos de financiamento, mas o custo de capital de atividades geridas num contexto de maximização da eficiência económica.



III G - Custos de referência para o comercializador de último recurso

A heterogeneidade das empresas comercializadoras é ponderada nos processos de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização. Nesse sentido, o estudo que define os custos de referência da atividade de comercialização que consta do documento "Parâmetros de Regulação para o Período 2018-2020" apresenta os custos de referência por diferentes categorias de empresas, considerando como fator diferenciador do nível de eficiência a dimensão de cada comercializador. Os custos de referência da atividade de comercialização são assim determinados para diferentes níveis de dimensão dos comercializadores.

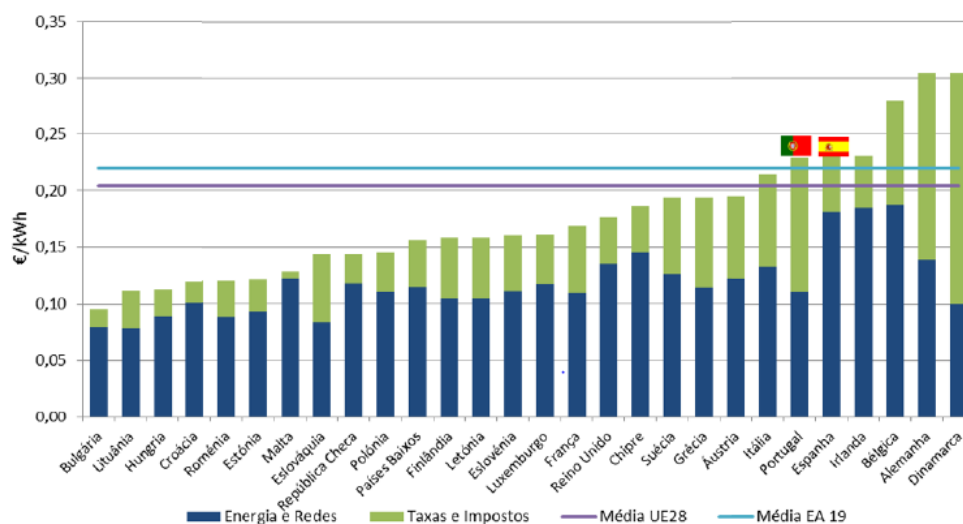
Nesse exercício e para o caso particular do CUR, aquando da apresentação da proposta tarifária para 2018 já tinham sido contemplados os possíveis efeitos decorrentes da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, designadamente através da revisão em alta do número de potenciais clientes no próximo período regulatório, face aos valores previstos pela própria empresa. Nesse sentido, as previsões para 2018 apontam, como foi referido no ponto II G, para uma certa estagnação dos valores relativos face aos últimos dados à disposição à data, designadamente em termos de número de clientes no mercado livre.

IV

RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

IV A - Taxa de IVA na fatura de eletricidade

Na figura seguinte comparam-se os preços finais pagos pelo consumidor doméstico mais representativo em Portugal e bem como na generalidade dos países da União Europeia - consumidor Dc, com consumos anuais compreendidos entre 2500 kWh e 5000 kWh. Verifica-se que os preços em Portugal são superiores aos preços médios da Zona Euro e inferiores aos praticados em Espanha.

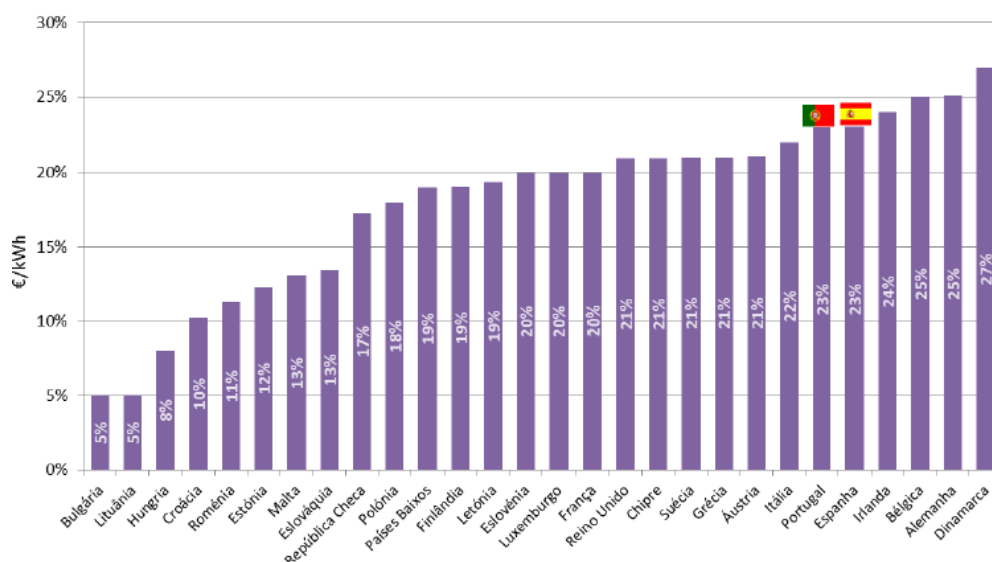


Nesta figura apresenta-se também a desagregação dos preços finais pagos por este consumidor Dc nas componentes de (i) Energia e Redes e (ii) Taxas e Impostos. Verifica-se que a componente (ii) Taxas e Impostos, que integra o IVA, outras taxas como o imposto especial de consumo e bem como os custos de política energética ou de interesse económico geral (CIEG), é das mais elevadas a nível europeu, sendo apenas ultrapassada pela Dinamarca e Alemanha.



Importa referir que a classificação dos CIEG na rubrica (ii) Taxas e Impostos é imposta pelo Regulamento 2016/1952 do parlamento europeu e do conselho, de 26 de outubro de 2016, que aprova a nova metodologia de reporte de preços de eletricidade e de gás natural do EUROSTAT.

A incidência do IVA de 23% representa um contributo importante para o resultado apresentado na figura anterior. Na figura seguinte apresenta-se o peso do IVA na fatura dos consumidores para os vários países da União Europeia para o consumidor doméstico Dc, sendo possível verificar que o IVA em Portugal é dos mais elevados a nível Europeu.



IV B - Eficiência no consumo de energia elétrica

A recomendação do CT de a tónica regulatória se centrar na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes tem sido seguida pela ERSE, nomeadamente através do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), que tem como objetivo prioritário apoiar financeiramente iniciativas que promovam a eficiência e redução do consumo de eletricidade nos diferentes segmentos de consumidores.

A aprovação das regras do referido plano e as alterações às mesmas têm sido sempre precedidas de consultas públicas alargadas e/ou consultas ao Conselho Tarifário. Nessas consultas têm-se considerado fundamental fornecer informação sobre os impactos tarifários.

A ERSE prevê em 2018 promover uma consulta pública sobre alterações às regras do PPEC.

IV C - Saldos de gerência da ERSE

Nos termos previstos nos Estatutos da ERSE (redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho) e da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras, quando se verificarem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nas tarifas de acesso às redes.

A ERSE está plenamente ciente que a devolução dos saldos de gerência acumulados e que se encontram depositados numa conta do IGCP teria um impacto positivo nas tarifas. A ERSE tem formalmente reiterado essa necessidade nas várias insistências que tem desenvolvido junto dos departamentos ministeriais competentes, no sentido da entrega dos saldos de gerência aos consumidores, que o financiaram por intermédio das tarifas e que têm agora a expectativa, e o respaldo legal, de ver restituído tal valor por intermédio das mesmas, o que até ao presente não foi possível concretizar.



A ERSE continuará a desenvolver junta das instâncias competentes todos os esforços no sentido de obter a restituição devida aos consumidores.

IV D - Estudos sobre impactes do preço médio de mercado

Pese embora a ERSE ter já efetuado proposta para os termos de referência do estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, não foi a mesma ainda objeto de aprovação ou diferimento nos termos da legislação.

No que respeita à fixação de parâmetros que decorrem do próprio estudo, a ERSE remeteu ao CT o estudo síntese que foi efetuado para a proposta de valores desses parâmetros para o ano de 2017, estando pendente de elaboração o estudo para os parâmetros relativos ao ano de 2018, o qual, nos termos do Despacho n.º 9955/2017, de 17 de novembro, do senhor Secretário de Estado da Energia, deverá incorporar o que decorra da redação final do Orçamento do Estado para 2018, que, apesar de votado, ainda não se encontra publicado.

Por outro lado, no âmbito dos documentos que acompanham a proposta de tarifas e preços, a ERSE incluiu toda a informação que permite efetuar a calculatória da aplicação do regime do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, mesmo quanto a parâmetros que não integram o estudo que a ERSE deva efetuar e se encontram previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, que alterou a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁸²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

1. O CT considera que os consumidores do mercado regulado, do mercado livre e das regiões autónomas apresentam características distintas, o que se reflete necessariamente em diferenças relativamente às tarifas aplicáveis e aos impactos tarifários respetivos.
2. Desta forma, o CT insta a ERSE para que as peças de comunicação que coloca ao dispor dos consumidores e público em geral reflitam essas diferenças, tendo necessariamente essa comunicação de ser abrangente, diferenciada e adequada.
3. De facto, no período que medeia a comunicação da proposta tarifária e a publicação das tarifas para o ano seguinte, a única informação que fica disponível aos consumidores e comunicação social deverá permitir aos destinatários a apreensão das mensagens principais que dizem respeito ao seu enquadramento (mercado regulado, mercado livre ou RA).
4. O CT considera que essa informação deverá ser clara e, inclusivamente, poderá ter um cariz pedagógico. Por exemplo, poderia ser comunicado aos consumidores do mercado livre a forma como as variações tarifárias comunicadas devem ser lidas e como poderão esses consumidores avaliar os impactos da proposta tarifária.
5. Relativamente às RA, atendendo à futura extinção das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental (TTVCF), o CT considera que a ERSE deverá ponderar a publicação no comunicado as variações tarifárias das RA, dado que correspondem a tarifas integralmente reguladas e aplicadas à generalidade dos consumidores daquelas regiões.

I B – Apresentação da proposta/organização da documentação

1. No seu parecer à proposta de tarifas do ano anterior, o CT sugeriu à ERSE um esforço na inteligibilidade dos documentos, extensos e complexos, mesmo para especialistas.

²⁸² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

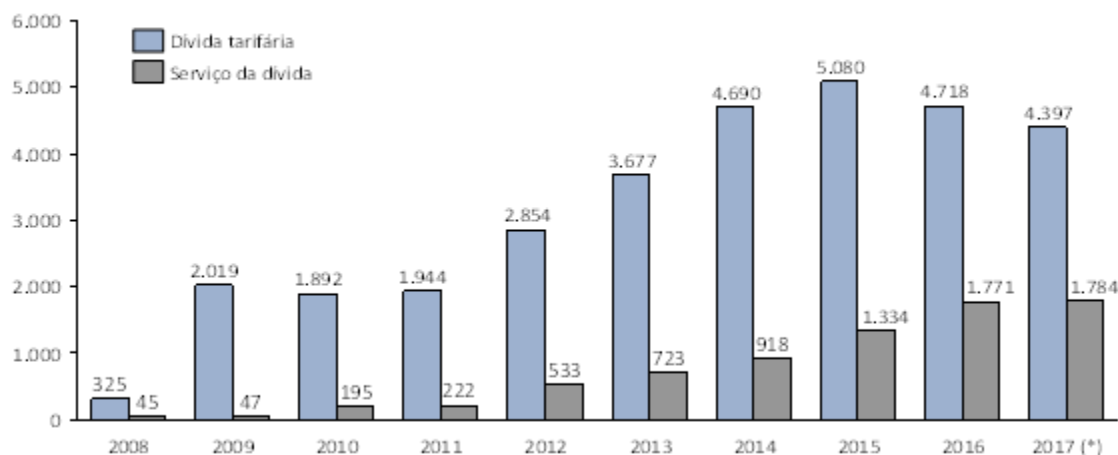


2. Na sua resposta, a ERSE indicou que tomou boa nota do comentário do CT e que envidaria esforços nesse sentido sem perder o conteúdo informativo e a transparência que tem pautado, reconhecidamente, a sua atividade regulatória.
3. Contudo, não foi possível verificar ao CT qualquer alteração substancial que permita tornar, em particular, o processo de análise e emissão de parecer aos membros do CT, mais facilitado.
4. O CT compreende que o equilíbrio a alcançar, em documentos de cariz extremamente técnicos, entre o detalhe e a facilidade de leitura não é fácil de atingir.
5. Ainda assim, a sugestão apresentada e relacionada com a consistência da apresentação dos valores das diferentes rubricas parece ser exequível.
6. O CT considera que deve haver um esforço de reorganização dos documentos principais que contêm muitas vezes informação dispersa, repetida e apresentada com base em pressupostos distintos o que poderá gerar confusão e dificuldade de leitura.

IC – Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível representar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)



(*) Proposta de tarifas e preços para 2017 (página 21)

2. O crescimento mais acentuado das tarifas tem sido evitado através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e mais recentemente do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
3. O CT constata que, pelo segundo ano consecutivo, a dívida tarifária diminuiu, sendo esta redução de 321 M€ em 2017.
4. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado.



5. Sem prejuízo do exposto, e na procura de um entendimento mais robusto sobre a sustentabilidade a prazo da dívida tarifária, o CT reitera que é essencial conhecer a perspectiva da ERSE sobre os prazos de diluição, bem como dos pressupostos do modelo de sustentabilidade da mesma, para uma adequada percepção dos riscos.
6. O CT regista a dificuldade recorrente em conhecer este panorama, o que não abona em favor da transparência da gestão financeira do setor, cujos encargos recaem sobre os consumidores e empresas.

ID – Interruptibilidade

1. Pela Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro, foi decidido pelo governo, introduzir alterações ao regime de interruptibilidade, consubstanciadas nos seguintes objetivos:
 - a. A redução e compromisso de racionalização de custos do sistema, para promover a sustentabilidade do SEN e a importância crescente deste serviço, para um sistema com cada vez mais capacidade instalada intermitente.
 - b. Garantir a remuneração dos consumidores que, após uma aferição rigorosa, se revelarem capazes de prestar esse serviço, por contribuírem para flexibilizar a operação do sistema.
 - c. Ajustar, durante 2017, o modelo do serviço de interruptibilidade ao MIBEL, adotando soluções concorrenciais, que impliquem a redução global de custos, garantam a segurança do abastecimento e estimulem a livre concorrência.
 - d. Realizar os testes previstos no artigo 4.º-A da portaria 200/2012, ficando a remuneração da interruptibilidade limitada às empresas que se revelarem aptas à prestação do serviço.
2. A Interruptibilidade é regulada pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que foi objeto de desenvolvimentos subsequentes, designadamente através da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, que veio introduzir na fórmula de cálculo da remuneração de base mensal a valorização da modelação do consumo por período horário e da maximização da utilização da potência contratada, com vista a introduzir uma melhoria da eficiência do sistema elétrico, como afirmado na referida portaria.
3. A metodologia de cálculo da remuneração da interruptibilidade, toma assim como base o valor TGCC = preço associado ao investimento e custos fixos de operação em turbinas a gás de ciclo combinado, em €/MW a que se aplicam os seguintes rácios de melhoria da eficiência:
 - a. Energia total/potência contratada - que privilegia consumos de base mais elevados para uma mesma potência contratada permitindo que esse consumo esteja disponível para corte em mais horas,
 - b. Energia total/Energia (períodos de ponta + cheias) - O que incentiva as indústrias que possam diferir consumos para as horas de vazio e supervazio, o que é benéfico para absorver frequentes excedentes de energia não despachável com tarifas "feed-in" nestes períodos.
4. Por efeito da aplicação destes rácios, as empresas com contrato de interruptibilidade, têm elevados consumos, com previsibilidade, estabilidade, e regularidade de funcionamento, conseqüentemente com forte impacto positivo na sustentabilidade do SEN.
5. Para poderem cumprir as ordens de interrupção, as empresas prestadoras deste serviço tiveram de efetuar investimentos dedicados, em equipamentos de comunicações específicos e de deslastre, controláveis por ação remota do gestor de sistema para tornar possível interromper os processos produtivos, de forma rápida, em condições de segurança, evitando provocar situações de emergência e prevenindo acidentes em pessoas e/ou em bens.



6. Com a publicação da Portaria n.º 268-A/2016 de 13 de outubro foi estabelecido o objetivo de redução de custos da interruptibilidade, pelo que, com rigor, se desconhece o valor que terá em 2017.
7. Perante o mencionado o CT aguarda com expectativa o desenvolvimento das alterações em curso por iniciativa do governo e com intervenção da REN, DGEG e ERSE.

I E– Rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.
2. A referida alteração consagrou o direito aos municípios das RA de receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal, tendo a ERSE, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, considerado na proposta de tarifas de 2017, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas, os valores previstos pelas empresas: EDA - 6.158 milhares de euros; EEM - 6.723 milhares de euros.
3. No entanto, o CT, embora compreenda o cariz extremamente técnico dos documentos apresentados, não pode deixar de registar a dificuldade que sentiu em identificar os referidos montantes, na proposta apresentada.
4. Neste sentido, por forma a facilitar a comparabilidade com as Rendas de Concessão dos Municípios em BT do Continente (254.396 milhares de euros) e em benefício da compreensão, o CT considera que as rendas de concessão dos municípios em BT das RA, deveriam ser apresentadas de forma autónoma nos CIEG, ao invés de incorporadas nos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas como se verifica na atual proposta.

I F– Preparação do novo período regulatório

F.1. Desafios regulatórios no âmbito tarifário

1. A presente proposta da ERSE sobre as tarifas de eletricidade, e preços para outros serviços, é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório 2015-2017 em curso.
2. No novo período regulatório num contexto de permanente evolução do setor energético, a ERSE irá enfrentar novos desafios e aprofundar outros, desempenhando um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitiva.
3. O CT tem ciente que a eletricidade é um fator de custo transversal que influencia tanto a competitividade das empresas, mais evidente nas atividades de consumo intensivo, como o bem-estar das famílias.
4. Antecipando a revisão do Regulamento Tarifário (RT) prévia à fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2018-2020 de acordo com o modelo de intervenção regulatória, o CT considera relevante expressar neste parecer algumas preocupações e contribuições para a melhoria global do modelo de regulação.
5. Em concreto, perspetivam-se os seguintes desafios:
 - a. **Liberalização do mercado** – A ERSE deverá garantir, no âmbito da sua esfera de competências, a existência de condições e enquadramento necessários para que o funcionamento do mercado, ocorra de forma justa e transparente. De igual forma, deverá manter um acompanhamento próximo das situações dos clientes ainda em mercado regulado, promovendo a transição para o mercado.



- b. **Aditividade tarifária e convergência tarifária** – O CT regista que a proposta de tarifas para 2017 incorpora uma redução generalizada das distorções tarifárias nos principais segmentos da BTN. Com o objetivo de aumento da transparência, equidade e justiça social, é importante que, durante o próximo período regulatório, a ERSE conclua os processos de construção de uma estrutura tarifária totalmente aditiva e uniformização tarifária com as RA.
- c. **Maior integração do MIBEL** – A harmonização da regulamentação entre Portugal e Espanha deve prosseguir, para consolidação do MIBEL e obtenção de sinergias a essa integração, bem como devem, nesse sentido, ser acompanhados os desenvolvimentos no setor da energia a nível Europeu.
- d. **Acompanhamento europeu** – Até ao final deste ano, a Comissão Europeia dará a conhecer o seu posicionamento sobre temas chave para o desenvolvimento do setor da energia, tais como as linhas orientadoras do novo desenho do mercado grossista e dos mecanismos de segurança de abastecimento e o novo papel do distribuidor, entre outros. Cabe à ERSE acompanhar estes desenvolvimentos e, quando necessário, desencadear os procedimentos necessários à sua transposição para a regulamentação nacional.
- e. **Influência da produção distribuída na gestão das redes** – Com o crescimento em estruturas de produção distribuída de eletricidade, as redes de distribuição e transporte terão que suportar desafios crescentemente complexos associados à bidirecionalidade dos fluxos energéticos. Este facto deve ser tido em conta no processo regulatório futuro, de modo a que o impacte nas tarifas se verifique sem desvios, sempre prejudiciais à generalidade dos agentes do SEN.
- f. **Melhoria da competitividade e bem-estar social** - O CT reitera a necessidade da cuidada análise e sensibilidade quanto a impactes tarifários das medidas que preconize na qualidade de serviço, sustentabilidade do setor, competitividade relativa e do bem-estar social.
- g. **Incremento na intensidade energética** - A ERSE deverá criar as condições necessárias para que os agentes económicos e as famílias disponham dos instrumentos necessários à concretização dos objetivos de eficiência energética, com vista à redução da fatura energética num cenário de manutenção da competitividade e do bem-estar social.

No entanto, importa ter em consideração que o indicador último de avaliação da qualidade de utilização da energia é o rácio entre unidade de consumo de energia por unidade de valor acrescentado na perspetiva social.

Neste sentido, esse aumento pode ser visto como positivo desde que acompanhado por um incremento no PIB marginalmente superior. Adicionalmente resultaria num decréscimo dos custos do sistema por unidade consumida.

Face ao exposto, o CT incentiva a ERSE a apoiar outros objetivos igualmente importantes como, por exemplo, a mobilidade elétrica.

- h. **Sustentabilidade das empresas reguladas** - O custo de capital estimado pela ERSE e o nível de eficiência imposto assumem um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas.

Neste contexto, o exercício da regulação é equilibrado quando o custo de capital estimado pela ERSE reflete o custo efetivamente incorrido pelas empresas para se financiarem no mercado de capitais.

No período de regulação 2015-2017, a ERSE estimou o custo de capital das empresas reguladas com recurso a uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente utilizada pelos reguladores europeus, pelo que o CT reitera a sua importância.



A aplicação deste modelo envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade nas metodologias adotadas, sendo relevante que a definição dos diversos parâmetros seja transparente, consistente e fundamentada.

- i. **Redes inteligentes e gestão da procura** - A Diretiva do Parlamento Europeu 2009/72/CE estabeleceu que em 2020 todos os estados membros devem ter pelo menos 80% dos seus contadores de eletricidade inteligentes, se demonstrada a viabilidade económica da sua instalação, sendo que a decisão sobre os equipamentos inteligentes ainda não ocorreu. É de admitir que uma eventual decisão futura positiva possa implicar um esforço técnico e financeiro acrescido, sendo este esforço tão maior quanto mais concentrado no tempo for. Nesse sentido, o CT recomenda à ERSE que garanta, dentro da sua esfera de competências, que a decisão seja tomada no mais breve espaço de tempo possível.
- j. **Incentivos à modernização das redes de distribuição** - O CT reconhece que estes tipos de incentivos são importantes para o desenvolvimento do futuro modelo das redes de distribuição e apoia a sua continuidade no próximo período de regulação. Contudo, considera-se que o atual mecanismo pode ser melhorado reduzindo a sua complexidade.
- k. **Mobilidade elétrica** - O novo e crescente paradigma da mobilidade sustentável deve ser refletido no próximo período regulatório, considerando o CT ser crucial que a ERSE, no âmbito das suas competências, faça um acompanhamento próximo e proativo dos desenvolvimentos no setor.
- l. **Inovação no retalho** - A crescente disseminação de contadores inteligentes e acesso aos metadados associados irá permitir a criação de produtos mais complexos, mas também mais ajustados aos perfis dos consumidores. O CT considera que este desafio deverá ser liderado pelos comercializadores em regime livre, cabendo à ERSE apoiar a transparência do processo através da sua supervisão.
- m. **Contribuição audiovisual** - É também entendimento do CT que a ERSE deverá pugnar pela eliminação da cobrança de taxas e outras contribuições alheios ao SEN, na fatura de eletricidade.

F.2. Recomendações

1. Sem prejuízo das recomendações já expressas ao elencar os desafios para o próximo período regulatório, considera o CT que a revisão regulamentar que vai preceder a fixação de parâmetros para o triénio 2018-2020 deve ser precedida ou acompanhada por um balanço dos 2 últimos períodos regulatórios.
2. O CT reitera que os planos de investimento relativo às Regiões Autónomas deverão, em paralelo com o que sucede com as empresas reguladas do Continente, ser remetidos à apreciação e conhecimento deste Conselho.
3. O CT considera fundamental que seja reavaliada a estrutura das TAR equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.
4. Considerando a atual organização do setor, o CT reitera a necessidade de a ERSE diligenciar junto do legislador a revisão do Decreto-Lei n.º 328/90.



II

ESPECIALIDADE

II A— Estrutura tarifária do setor elétrico em 2017

1. As tarifas das diferentes atividades do setor elétrico devem refletir os seus custos e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinadas com base numa metodologia adequada, a estudar para aplicação no próximo período regulatório.
2. Em 2014, a ERSE, considerando o início do atual período regulatório, desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas, que conduziram à alteração das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição em 2015, tendo mantido a estrutura das restantes atividades. Ao longo do período regulatório, a estrutura das diferentes tarifas manteve-se, respeitando o princípio da estabilidade tarifária, defendido pela ERSE.
3. No que diz respeito às tarifas de uso da rede de transporte, a ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no [parecer](#) à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da sua estrutura.
4. De acordo com o estudo efetuado pela ERSE, apresentado no documento Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016, verificou-se que os resultados eram muito sensíveis aos pressupostos assumidos. Assim sendo, a ERSE decidiu manter os custos incrementais e continuar a desenvolver trabalho no sentido de aprofundar e robustecer a análise efetuada.
5. No que respeita às tarifas de uso da rede de distribuição, a EDP Distribuição apresentou à ERSE em 2016 um estudo com a mesma metodologia (custos incrementais), onde se evidencia a necessidade de se alterar alguns dos pressupostos adotados anteriormente, que poderão levar a alterações na estrutura tarifária.
6. Em relação às tarifas dinâmicas, no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2017", a ERSE refere que "O Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias".
7. "Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. Os operadores de rede apresentaram à ERSE os planos referidos, que se encontram em fase de avaliação. Em breve será lançada uma consulta aos interessados sobre este tema".
8. O CT aguarda com expectativa a evolução dos projetos-piloto e a análise das respetivas conclusões.

II B— Variações tarifárias e ajustamentos

1. A estabilidade tarifária é essencial para assegurar as decisões corretas dos agentes económicos em função dos custos, sem beneficiar ou prejudicar os agentes que tomem a decisão de consumir num determinado momento.
2. A adesão das tarifas aos custos é por isso essencial para um regime sustentável e uma justa distribuição de custos pelos utilizadores. O CT reconhece que a ERSE optou, em 2017, por uma estimativa de custos procurando assegurar valores mais realistas que minimizem as variações tarifárias inter-anuais futuras.



3. O CT verifica que face a 2016, ano em que os ajustamentos influenciaram em baixa o valor final das tarifas a praticar, a redução ou inversão dessas contribuições em 2017 conduziu a que os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas tivessem variações importantes sem que, contudo, tenham existido variações significativas dos custos das atividades antes do efeito desses ajustamentos.
4. Tendo em conta o acima mencionado, a variação por atividade, com uma maior dispersão do efeito dos ajustamentos apresenta maior amplitude que resulta, não de aumentos do custo da atividade, mas da recuperação dos custos incorridos em anos anteriores:

Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

| | Variação 2017/2016 |
|-----------------------------------|--------------------|
| Tarifa de Energia | -5,3% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 5,2% |
| Tarifas de Uso de Redes | |
| Uso da Rede de Transporte | 20,2% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | 6,9% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | 8,2% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | -4,2% |
| Tarifas de Comercialização | 0,0% |

| | Variação 2017/2016 |
|-----------------------------------|--------------------|
| Tarifas de Acesso às Redes | 4,6% |
| Acesso às Redes em MAT | 4,6% |
| Acesso às Redes em AT | 4,6% |
| Acesso às Redes em MT | 4,6% |
| Acesso às Redes em BTE | 4,6% |
| Acesso às Redes em BTN | 4,6% |

5. O complexo efeito na estabilidade das tarifas dos ajustamentos tem sido objeto de sucessivas referências do CT nos seus pareceres, no sentido de a ERSE procurar uma visão realista das previsões que realiza de modo a estabilizar as tarifas.

II C – Mercado livre e mercado regulado

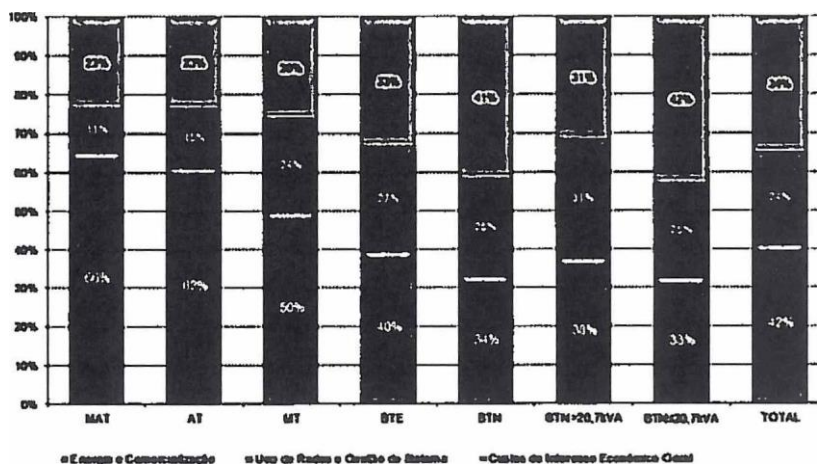
1. Com o objetivo de fixar as tarifas a vigorar em 2017, e num quadro de convergência para tarifas aditivas, a ERSE apresenta anualmente as quantidades consideradas para efeito de cálculo das diferentes tarifas definidas no regulamento tarifário (tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do comercializador de último recurso, TTVCF e TVCF aplicáveis aos fornecimentos das RA).
2. Em particular, no que diz respeito às tarifas de Portugal continental, são expressas as estimativas do número de clientes e das quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado e regulado.
3. O processo de extinção das TTVCF, no continente, iniciou-se em 2011, no setor elétrico, com a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), por força do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março. O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e pela Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estende o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2017.

- O CT não pode deixar de registrar que a ERSE considera, na presente proposta e no que diz respeito ao mercado regulado de Portugal continental, ainda mais de 1,1 milhão de clientes e um consumo de mais de 3 TWh, essencialmente concentrado na BTN, para o ano de 2017. Assume, assim implicitamente, que a passagem de clientes para o mercado livre não poderá ficar concluída a 31 de dezembro de 2017.
- O CT acredita que a proposta corresponde às estimativas mais realistas para o consumo e o número de consumidores para 2016 e 2017, tomando em consideração a evolução histórica do mercado livre bem como as informações remetidas, em junho de 2016 pela REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal.
- O CT recomenda que a ERSE procure explicitar o que considera ser a evolução do mercado regulado face ao quadro legal vigente, articulando com os órgãos competentes as necessárias respostas e antecipando, preventivamente, as questões dos diferentes *stakeholders*.
- O CT considera ainda importante que a ERSE elabore um relatório de análise de tipologia de consumidores que se mantém no mercado regulado, por forma a sustentar uma estratégia ou medidas adequadas que permitam a dinamização do mercado.

II D— Tarifas de acesso

- Em termos gerais, e tendo como objetivo avaliar a evolução das TAR, é relevante não esquecer que, na sua fatura, o cliente paga várias componentes, designadamente a energia, a comercialização e os acessos.
- Neste contexto, importa analisar o peso das componentes que constituem o preço que o cliente paga, sendo que este é variável consoante o nível de tensão.

Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas componentes de uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



Fonte: Proposta de tarifas e preços para 2017 (pág. 223)

- Adicionalmente, para uma análise mais detalhada, deve-se ter em conta a influência do preço da energia no valor do sobrecusto considerado nos custos de interesse económico geral (CIEG): se aquele aumenta os sobrecustos diminuem, caso contrário os sobrecustos aumentam.
- A ERSE prevê para 2017 uma evolução do consumo de energia elétrica nas tarifas de + 0,4%, atingindo o valor de global de 45.231GWh, valor este superior às previsões da REN e EDP.



5. O consumo previsto, reflete uma certa estabilização anual, embora aumentando o consumo em mercado liberalizado para cerca de 93%, a que se aplicam em termos regulados apenas as TAR, mantendo-se no CUR 7%, aplicando-se-lhes as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das TAR.
6. O aumento médio das TAR proposto pela ERSE para 2017 é 4,6% para todos os níveis de tensão. Tal aumento resulta do incremento de 5,2 % da tarifa de UGS — que inclui os CIEG — e ainda das variações na tarifa de uso de redes com os valores indicados no quadro seguinte:

| Nível de Tensão | Energia | | | | Potencia em Ponta | Potencia Contratada |
|-----------------|---------|-------|-------|-------|-------------------|--|
| | P | CH | V | SV | | |
| MAT | +0,4% | +0,4% | +0,6% | +0,6% | +23,8% | +35,9% |
| AT | -0,3% | 0 | -0,5% | -0,5% | +21,5% | +35,9% |
| MT | -2,1% | -2% | -1,8% | -1,8% | +16,6% | +24,1% |
| BTE | +3,3% | +3,3% | +3% | +3,3% | +5,1% | +12,2% |
| BTN -S | 2,4% | | | | | Entre +11,1% e 12,3% função do Nível de potencia (*) |
| BTN-Bi | 3,4% | | 1,2% | | | |
| BTN-Tri | 4% | 4% | 1,2% | | | |

(*) - Cálculos efetuados sobre os valores da ERSE em EUR/kW/dia

7. Os aumentos mais significativos verificam-se na potência em ponta e potência contratada, sendo que esta última tem um menor peso relativo.
8. O aumento médio das TAR em 4,6%, em 2017, vem somar-se a continuados aumentos anteriores registando-se que só de 2012 a 2017 (5 anos), houve um aumento de 31,5%, conforme quadro seguinte estabelecido com os valores publicados pela ERSE.

| | 2013/2012 | 2014/2013 | 2015/2014 | 2016/2015 | 2017/2016 | De 2012 a 2017 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------------|
| % aumento | 4,8% | 6,3% | 6,3% | 6,2% | 4,6%(*) | 31,5% |

(*) Proposta ERSE para 2017

9. O valor médio das tarifas de acesso será em 2017 de 0,082€/KWh, o que comparativamente com o valor medio de 0,063€/KWh que tinha em 2012, representa um aumento de 19€/MWh, i.e., 29,8%.
10. O maior fator de impacto nas tarifas de acesso, são os CIEG, que em função do nível de tensão, representam entre 50 e 67% do valor destas.
11. Assim, o CT entende que no novo período regulatório deve ser procurada uma solução de diminuição dos CIEG.

II E – Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico

1. O Orçamento de Estado para 2014 (Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro com as suas alterações) criou a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), cujo regime ficou estabelecido no artigo 228.º do mesmo diploma. O regime da CESE, no artigo 11.º, consigna a totalidade da receita



obtida com a aplicação da CESE ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), estando também consagrada a autorização do Governo a transferir os montantes das cobranças para o FSSSE.

2. No âmbito do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, que estabelece o FSSSE, está definido no artigo 4.º que as verbas do fundo devem ser destinadas em dois terços, com um limite máximo de 100 milhões de euros, ao financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, sendo o montante remanescente afeto à redução da dívida tarifária do SEN.
3. Sem prejuízo da necessidade de ser assegurada ex-ante a norma habilitante, o CT considera que as transferências do FSSSE previstas em tarifas para 2017, para dedução dos CIEG relativos ao diferencial de custos com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), para efeitos do apuramento do valor da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), devem refletir o valor resultante da receita do referido fundo considerada no Orçamento de Estado aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.
4. O CT constata que, na proposta de tarifas para 2017 a ERSE prevê um montante de 50 milhões de euros da transferência do FSSSE, sendo que, quer no OE 2016, quer na proposta de OE 2017, a previsão da receita com a aplicação da CESE é de 90 milhões de euros, sendo expectável que o montante a transferir para o SEN serão 30 milhões de euros.
5. Neste sentido, o CT sugere a ERSE a revisão do valor para uma adequação ao OE aprovado ou, pelo menos, o previsto na proposta do Governo.
6. O CT regista que, desde a criação do FSSSE em 2014 não ocorreu qualquer transferência deste para o SEN, destinada a redução da dívida tarifária. Verifica-se que a ERSE considera estes valores não recebidos pelo ORT como um proveito não recuperado, incluindo-os nos ajustamentos a realizar nas tarifas de 2017, o que constitui uma má prática atendendo ao defraudar das expectativas criadas junto dos consumidores como uma contribuição relevante para o abate da dívida tarifária.
7. O CT considera essencial a transferência das verbas do FSSSE, resultantes da aplicação da CESE, para que não constituam um encargo para os consumidores, nem para o ORT, pelo que, insta a ERSE a diligenciar junto das entidades competentes com vista a efetiva transferência destes valores para o SEN.

II F— Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão

1. A atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) é exercida por 11 distribuidores (a EDP Distribuição e 10 pequenos distribuidores). Contudo, apenas a EDP Distribuição é diretamente regulada.
2. Em 2016 os proveitos permitidos para distribuição de BT foram de 35,95€/MWh conquanto para 2017 se indicam 34,25€/MWh, o que se pode revelar impactante no equilíbrio financeiro dos distribuidores.
3. O diferencial, de 2017 versus 2016, entre a variação do preço de venda (1,2%) e a variação das tarifas de acesso (4,6%) pressupõe que haja para a empresa distribuidora uma redução do preço de aquisição de energia. Assinala-se que os pequenos distribuidores adquirem a energia não a preços grossistas, mas sim a comercializadores de mercado.
4. O CT solicita à ERSE que observe os pontos apresentados.

II G— CUR - Comercialização de Último Recurso

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no RT, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR, uma componente de custos não controláveis (margem).



2. Em 2015, a ERSE contemplou uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros e em 2016 de 1,5 milhões de euros.
3. Na proposta de tarifas para 2017 a ERSE reitera a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem) e considera de novo para esta componente dos Proveitos Permitidos da empresa um montante de 1,5 milhões de euros.
4. Acresce que no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, estando o CT ciente da exigência na adaptação do comercializador de último recurso ao novo contexto.
5. O CT solicita à ERSE a fundamentação da manutenção na rubrica custos não controláveis do montante de 1,5M€, à luz do equilíbrio económico da empresa.

II H– Tarifa social

1. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio redesenhar os descontos sociais existentes para os consumidores vulneráveis de eletricidade. Foi extinto o ASECE (Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia), sendo o desconto equivalente aplicado diretamente na tarifa social, tendo o membro do Governo responsável pela área da energia aprovado, através do Despacho n.º 5138-A/2016, de 14 de abril, um desconto para a tarifa social no valor de 33,8%.
2. A atribuição da tarifa social de eletricidade passou a ser um processo automático, a partir de 1 de julho de 2016, através do cruzamento de dados efetuado pela DGEG, recebendo a informação necessária da Autoridade Tributária, a Segurança Social e o ORD.
3. O CT congratula-se com a aplicação deste mecanismo automático que veio suprimir entraves à adesão à tarifa social, como a falta de informação e o desconhecimento da existência da tarifa ou dos procedimentos necessário à sua obtenção.
4. O CT regista o aumento do número de beneficiários, resultante das alterações introduzidas, sendo que no 3.º trimestre de 2016 existem cerca de 690 mil beneficiários. A proposta de tarifas e preços para 2017 prevê cerca de 720 mil beneficiários da TS.
5. O CT regista que, ao contrário da proposta tarifária anterior, a ERSE opta por não aplicar todo o desconto possível no termo de potência contratada, situação o CT considera que deve ser evitada, a fim de potenciar uma utilização eficiente da energia, através do sinal de preço.

II I – Preço dos outros serviços

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção, restabelecimento do fornecimento de energia e ativação de instalações eventuais) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente, a atualização do preço aplicável atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.
3. Nas RA, os preços a vigorar em 2017 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,2 %, atentas a exceção relativa à quantia mínima a pagar em caso de mora que mantém os valores em vigor, respeitando o proposto por todos os comercializadores de último recurso e que será idêntica em todo o território nacional.



4. Também é idêntico em todo o país, o preço do serviço de ativação de fornecimento a instalações eventuais sendo calculado a partir da aplicação do deflator implícito do consumo privado (1,2%) sobre os valores em vigor.
5. Quanto aos preços por leitura extraordinária nas RA aplica-se uma variação média de 1,2 % em relação ao valor em vigor. As variações no continente, justificadas pelo preço de serviços de leitura externos contratualizados pelo ORD, resultam, para as leituras realizadas em domingos ou feriados ou entre as 17:01 e as 22:00 num acréscimo de 0,5%, e de 3,3% para as realizadas entre as 08:00 e as 17:00 dos dias úteis.
6. Relativamente aos preços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica as RA verão atualizados os seus preços em 1,2%, sendo que na proposta para a RAM aplica-se a inflação prevista pela EEM enquanto que para a EDA aplica-se o deflator implícito do consumo privado. No Continente para MAT são mantidos os preços, já que a REN não apresentou proposta. Em outras tensões a regra geral é a aplicação de um aumento de 0,5%. Exceção a esta regra é encontrada no adicional para restabelecimento urgente que sofre um incremento de 5% (máximo permitido para o período regulatório) seguindo o princípio de que os custos associados a determinado serviço devem ser suportados por quem a eles recorre.
7. O CT regista a fixação de um novo preço para a interrupção e restabelecimento por ativação remota, das instalações servidas por EDP Boxes, tendo a ERSE aceite o valor proposto pela empresa.

II J– Qualidade de serviço

1. O Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2015 expõe em grande extensão e compreensão as várias características de QS, nomeadamente quanto à continuidade de serviço, qualidade de energia, e qualidade de serviço comercial. O relatório inclui todos os indicadores de QS, em todo o território nacional, e em todas as atividades relevantes para a QS das empresas do setor, incluindo comercializadores em regime de mercado, e outros agentes tais como a própria ERSE. De facto, o Relatório refere até as atividades do Grupo de Acompanhamento, nomeadamente o desenvolvimento de um estudo de limiares de classificação dos Incidentes de Grande Impacto e as atividades do Selo de Qualidade (e+), atividades essas que revelam a continuada preocupação da ERSE sobre as matérias de QS.
2. O Relatório manifesta que a QS em 2015 apresentou uma melhoria a todos os níveis, incluindo continuidade de serviço - diminuição de frequência e de duração de interrupções (embora no caso da RNT se tenha verificado um aumento) - qualidade de energia (pureza da onda de tensão), e até uma melhoria relativamente a cavas ou quebras de tensão. Essa melhoria registada a todos os níveis é uma melhoria de serviço de 2015 relativamente ao serviço de 2014. A EDP Distribuição recebeu dois prémios: um pela melhoria da QS e o outro pela melhoria das assimetrias de serviço.
3. A pergunta que naturalmente surge é esta: se em 2015 houve uma melhoria relativamente a 2014, então em 2016 poder-se-á esperar uma melhoria relativamente a 2015? E a resposta natural é sim. Contudo, o CT faz notar que esse processo, de melhoria em melhoria, a sucessão de melhorias tem limite. E que quanto melhor está a QS, mais difícil será obter uma melhoria. Parece correto que essa melhoria mais difícil seja melhor premiada, e os prémios sejam assim sucessivamente aumentados.
4. Os resultados apresentados não escondem a volatilidade dos indicadores de ano para ano. As causas de melhoria dos indicadores não são explicitamente conhecidas, mas podem ser classificadas como causas estruturais, no caso de a melhoria ser devida a mais e melhores investimentos na rede e a uma melhor operação, ou como causas acidentais ou fortuitas, no caso dessa melhoria (menos interrupções) ser devida à ausência de fatores externos hostis, tais como tempestades. As tempestades de grande intensidade têm carácter de excecionalidade, mas as possivelmente numerosas tempestades de menor intensidade podem ser verdadeiras causas de degradação de



desempenho e de volatilidade dos indicadores. A classificação de exceção está correta -- um regime de exceção para as exceções. Falta uma classificação de volatilidade. O CT é da opinião que os prémios (ou penalizações) deveriam ser referidos somente a causas estruturais, isto é a alteração de desempenho devido a causas fortuitas deveria ser quantificada e filtrada fora.

5. Uma outra observação é sobre a relevância de considerar indicadores por Ponto de Entrega (PdE) ou por cliente. Num indicador por PdE todos os PdE são considerados iguais, quando de facto cada PdE serve um número de clientes diferente. Uma interrupção de um PdE que serve muitos ou importantes clientes tem um impacto diferente da de um outro que serve poucos clientes.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 15 de novembro de 2016.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 273 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de outubro de 2016, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2016.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2016 as tarifas e preços de energia elétrica para 2017.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

I A - Comunicação dos impactos tarifários

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado de tarifas, informação sobre as variações das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso que aprova. Reconhece-se a pertinência dos comentários do CT, não se ignorando que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores em Portugal continental, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

No que se refere aos impactes nos consumidores do mercado livre, a variação de preço que irão observar depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado. A comunicação das variações das tarifas de acesso às redes pode induzir em erro estes consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar. Por exemplo, para a situação em apreço a variação tarifária anunciada, 1,2%, que coincide com a variação nas tarifas de venda a clientes finais aditivas (que correspondem à melhor expectativa de preços do mercado livre), resulta de um acréscimo das tarifas de acesso às redes de 4,7% e de um decréscimo do preço de energia de -5,3%. Estas duas últimas variações tarifárias (acesso às redes e energia) contribuem, por um lado, para um acréscimo de 3,0% no preço final (acesso às redes) e por outro lado, para um decréscimo de -1,8% no preço final (energia), que somados resultam no valor global final de 1,2%.

Independentemente da informação que a ERSE decide incluir no seu comunicado de tarifas, toda a informação solicitada pelo CT se encontra disponível no sumário executivo no documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017". Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

I B - Apresentação da proposta e organização da documentação

O documento justificativo das tarifas e preços publicado pela ERSE é uma peça central na fundamentação da decisão de tarifas e preços, que se concretiza na Diretiva anual de tarifas. A ERSE considera que este



documento tem de apresentar um detalhe elevado, imprescindível na compreensão e justificação legal da decisão. A estrutura existente apresenta a informação numa lógica da compreensão do geral para o particular. Ou seja, após a apresentação das linhas mais gerais da decisão, são apresentados os pressupostos da decisão tarifária (designadamente os proveitos das atividades) e seguidamente o resultado do exercício tarifário, considerando a estrutura definida regulamentarmente. Todavia, e como já afirmado, a ERSE tomou boa nota do comentário e compromete-se a analisar a apresentação da proposta e a melhorar a sua organização.

Neste exercício, será objetivo da ERSE tornar o documento mais acessível, evitar repetições de informação e garantindo a consistência da apresentação dos valores. Importa ainda sublinhar que a inovação traz riscos que são naturais nos processos de mudança. Ou seja, o atual documento obedece a uma linha de pensamento e hierarquização de assuntos cuja alteração implicará também um esforço de adaptação dos leitores interessados desta documentação.

I C - Dívida tarifária e serviço da dívida

Como já foi anteriormente referido ao Conselho Tarifário da ERSE, os aspetos associados à sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária num horizonte de médio e longo prazo, são acompanhados pelo regulador. Este acompanhamento distingue-se da definição de um qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado esta circunstância depender em grande parte da evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), que estão fora das competências da ERSE. Por estes motivos e por ser uma matéria que tem sido tratada no quadro da política energética, especialmente desde o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014, o Conselho de Administração da ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN.

Ainda assim importa assinalar os sinais positivos para a sustentabilidade da dívida tarifária decorrentes da diminuição perspetivada da dívida tarifária para 2017, reforçando a tendência iniciada no ano anterior.

I D-Interruptibilidade

Conforme referido pelo Conselho Tarifário da ERSE, as disposições transitórias (artigo 3.º) da Portaria n.º 268-A/2016, de 11 de outubro, apontam para uma alteração do atual modelo de prestação do serviço de interruptibilidade no sentido de promover a concorrência e ajustar o regime ao MIBEL. Esta alteração deverá implicar uma redução global de custos, mantendo-se inalterada a vertente de segurança de abastecimento associada a este serviço.

O diploma prevê a participação da ERSE através de um parecer à proposta da DGEG para alteração do regime de interruptibilidade, não se conhecendo na presente data outros elementos que permitam inferir o impacto das referidas alterações nos custos de interruptibilidade do ano de 2017. Neste contexto, as previsões dos custos com interruptibilidade incluída quer na proposta tarifária de 15 de outubro, quer nas tarifas publicadas a 15 de dezembro, não refletem futuras alterações do regime legal aplicável à interruptibilidade. Deste modo, eventuais alterações com a interruptibilidade de 2017 serão refletidas nos preços a pagar pelos consumidores por via dos ajustamentos a repercutir em exercícios tarifários seguintes.

I E - Rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas

O Conselho de Administração da ERSE entende a necessidade levantada pelo Conselho Tarifário da ERSE de identificar de forma autónoma os valores das rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas nos Custos de Interesse Económico Gerais, pelo que seguirá esta recomendação. No entanto, existem algumas particularidades associadas ao mecanismo de convergência tarifária que importa esclarecer e que de seguida se expõem.

Os proveitos permitidos da EDA e da EEM incluem ao nível da atividade de distribuição, as rendas de concessão pagas aos municípios das Regiões Autónomas. Uma parte destes proveitos é recuperado através



do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, materializado na componente de "sobrecusto das Regiões Autónomas", que constitui uma das naturezas dos CIEG, apresentadas nos mapas dos documentos de proveitos e de tarifas, elaborados pela ERSE, que evidenciam a repartição dos CIEG.

Este sobrecusto inclui uma parte das rendas de concessão a pagar, pela EDA e pela EEM, aos municípios das Regiões Autónomas, não sendo possível identificar de forma exata quais os montantes que são recuperados através do mecanismo de convergência tarifária e constantes da parcela de "sobrecusto das Regiões Autónomas". Estes montantes corresponderão à parte das rendas de concessão que gera um sobrecusto nas regiões Autónomas, face aos correspondentes custos existentes no Continente.

I F - Preparação do novo período regulatório

A avaliação do desempenho das várias atividades reguladas do setor elétrico é bastante relevante para o Conselho de Administração da ERSE, designadamente nos momentos que antecedem um novo período regulatório. Esta avaliação permite averiguar os motivos que possam justificar o cumprimento, ou não, dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica em sentido amplo, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhe são cometidas a um custo mínimo para os consumidores. Esse exercício permite avaliar a eficácia das metodologias regulatórias adotadas nos períodos regulatórios anteriores, levando a equacionar, se necessário a sua revisão.

As análises e as conclusões que dela se retiram são divulgadas nos documentos que acompanham as tarifas e os parâmetros para os novos períodos regulatórios. Neste particular, podem ser destacados dois documentos, o documento que define e justifica os parâmetros para o novo período regulatório, que neste período regulatório intitulou-se "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017", e o documento que apresenta a evolução do desempenho das empresas nos últimos períodos regulatórios para um conjunto de fatores associados ao nível de ativos, aos custos de exploração e à rentabilidade da atividade, com o título "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor".

Num contexto em que o setor elétrico enfrenta novos desafios, tanto em termos técnicos como organizacionais, a avaliação do desempenho das empresas e da eficácia das metodologias regulatórias é ainda mais premente, pelo que o Conselho de Administração da ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho de Tarifário da ERSE, e reforçará as práticas de monitorização e divulgação das respetivas conclusões que foram seguidas até à data.

Tomamos boa nota do comentário do Conselho Tarifário relativo aos planos de investimento. A informação relativa a projetos de investimento nas redes de transporte e nas redes de distribuição, em Portugal continental e nas regiões autónomas, é objeto do Regulamento do acesso às redes e às Interligações, o qual que será objeto de revisão em 2017. Nesse sentido, o tema será analisado e discutido em sede da referida revisão.

No âmbito da revisão regulamentar do setor elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho Tarifário no seu parecer, a saber:

- De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior



aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.

- Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.
- No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de acesso às redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises benefício-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de venda a clientes finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

A ERSE acompanha a preocupação expressa pelo CT no que concerne o regime previsto no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, permitindo-nos referir que, no quadro das suas competências, a ERSE já por diversas vezes expressou a necessidade de revisão do referido regime jurídico, por manifesta desadequação face ao quadro organizativo atual do setor elétrico.

A apropriação ilícita de energia elétrica e de gás natural gera riscos públicos para a segurança e integridade de pessoas e bens e cria uma injustiça relativa nas condições de acesso e utilização desse serviço público pelos restantes consumidores.

Um funcionamento eficiente dos sistemas nacionais de eletricidade e de gás natural exige assim a existência de normas jurídicas efetivas de combate às práticas fraudulentas. Essas normas deverão conseguir abranger todas as situações de fraude (acompanhando a sofisticação técnica dos mecanismos de apropriação ilícita), pensar os mecanismos de recolha e preservação de prova e prever um regime eficaz e equitativo de responsabilização pela prática de apropriação ilícita de eletricidade e gás natural.

A antiguidade do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, torna necessário que se reflita, à luz da evolução do setor energético e da realidade das práticas fraudulentas dos nossos dias, num novo regime jurídico aplicável a estas situações. A discussão não se pode resumir às situações de apropriação ilícita de energia elétrica (as únicas previstas atualmente pelo Decreto-Lei n.º 328/90), mas deverá abranger também as práticas fraudulentas relativas ao gás natural.

Reforça-se, todavia, que a ERSE não dispõe de competências legislativas, as quais são reservadas à Assembleia da República e ao Governo, incumbindo-lhe nos termos estatutários "colaborar com a Assembleia da República e com o Governo na formulação das políticas e dos diplomas respeitantes ao setor energético integrados no âmbito da sua regulação" (vide n.º 3, al. a) do artigo 3.º dos Estatutos da ERSE).

II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2017



Conforme referido pelo Conselho Tarifário, a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018, a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos.

Em relação aos projetos piloto de tarifas dinâmicas a EDP Distribuição realizou uma análise benefício-custo à implementação de projetos pilotos, análise essa que revelou um benefício líquido positivo. Nos termos do anexo do Regulamento Tarifário, a EDP Distribuição remeteu à ERSE um plano para a implementação de um projeto piloto, que integrará para além de tarifas dinâmicas de acesso às redes, uma nova tarifa estática mais sofisticada que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo a Empresa de Eletricidade da Madeira e a Empresa de Eletricidade dos Açores apresentado uma proposta de novas opções de tarifas estáticas. Deste modo, o projeto evoluiu para o estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de venda a clientes finais.

A ERSE pretende colocar em consulta pública no início de 2017 os referidos projetos piloto, com vista a dar-se início à sua implementação ainda em 2017.

II B - Variações tarifárias e ajustamentos

A preocupação do Conselho Tarifário da ERSE de garantir que as previsões implícitas no cálculo tarifário se aproximem do verificado é, naturalmente, igualmente uma preocupação do Conselho de Administração da ERSE. Neste sentido, no exercício de cálculo dos proveitos permitidos para cada ano, a ERSE procura efetuar as melhores previsões com base na informação disponível. Contudo, existem vários fatores, de natureza económica, técnica ou até climatéricos, dificilmente perspetiváveis à data de definição das tarifas e que condicionam a adequação das previsões efetuadas aos valores reais ocorridos.

Procurando mitigar os potenciais efeitos de desvios, a ERSE já implementou nas atividades mais sujeitas à volatilidade não previsível de alguns fatores, a sua correção antecipada, através dos ajustamentos provisórios efetuados no ano de cálculo das tarifas (ano t-1), com base nas melhores estimativas disponíveis nesse ano. Contudo, ocorrem sempre desvios a corrigir, decorrentes das diferenças entre os valores definitivos apurados para os proveitos permitidos e as faturas ocorridas, que são corrigidos passados dois anos através do mecanismo de ajustamentos aos proveitos permitidos de t-2, com base na informação real auditada apresentada pelas empresas.

II C - Mercado livre e mercado regulado

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação. A proposta de tarifas e preços para 2017 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, extrapolando com base em cenários de maior probabilidade de ocorrência aquela que poderá ser a posição relativa dos dois submercados no fim de 2016 e no fim do ano a que reporta o presente exercício tarifário.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

Importa referir que o documento de "Caraterização da procura de energia elétrica em 2017" já contempla uma análise da tipologia de consumidores no mercado regulado e no mercado liberalizado.

No capítulo 6.2. apresenta-se uma análise dos diagramas de carga para os vários níveis de tensão, para os clientes em mercado regulado. No capítulo 6.3. apresenta-se uma caraterização da potência contratada



para os clientes do mercado regulado, em baixa tensão normal (distribuição dos clientes por opção tarifária e por escalão de potência, a distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência e a utilização da potência contratada por escalão de potência e opção tarifária). No capítulo 7.2. são efetuadas as mesmas análises, para os clientes no mercado liberalizado.

II D-Tarifas de acesso

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal e do FMI, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

Neste contexto a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8 TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3 TWh.

O Conselho Tarifário da ERSE demonstrou por diversas vezes a sua preocupação relativamente ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEGs) na tarifa de uso global do sistema.

Esta preocupação tem sido partilhada pelo Conselho de Administração da ERSE desde que estes custos se tornaram materialmente relevantes nas tarifas de energia elétrica. Assim, a ERSE tem procurado informar os agentes quanto aos impactes destes custos, identificando-os e separando-os dos restantes nos documentos que têm acompanhado as tarifas. A sua atuação tem sido igualmente orientada pelas implicações da evolução destes custos para a sustentabilidade do setor elétrico, o que tem levado a ERSE a divulgar o contributo dos CIEGs para a dívida tarifária e para as obrigações que lhe está associada no médio e longo prazo e que condicionarão a evolução futura das tarifas. De uma forma mais genérica, o Conselho de Administração da ERSE tem procurado transmitir a mensagem junto dos diversos agentes que o controlo destes custos, que têm um carácter iminente fixo, é por demais necessário para a sustentabilidade económica do sistema a longo prazo, designadamente num contexto de estagnação ou mesmo de redução da procura de energia elétrica como a que se vive atualmente. Neste contexto, e como este tema ainda condiciona a sustentabilidade do sistema elétrico nacional, o Conselho de Administração da ERSE continuará a apoiar todas as medidas que visam diminuir o impacte tarifário dos CIEG tanto no curto, como no médio e longo prazo, no quadro restrito das competências da ERSE nesta matéria.

II E- Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota das propostas do Conselho Tarifário da ERSE (CT) relativas ao tratamento a dar às transferências para o Setor Elétrico Nacional (SEN) do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE), assim como das recomendações do CT para que a ERSE envie junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências deste fundo para o setor elétrico, nos termos da legislação em vigor.

Relativamente aos efeitos das transferências do FSSSE para o SEN no processo de cálculo tarifário para 2017, importa referir que, ao contrário do verificado nos anos anteriores, este ano as transferências do FSSSE não têm impacte tarifário. Esta situação resulta dos efeitos em sentidos opostos, mas de dimensões iguais, por um lado, dos proveitos permitidos da entidade concessionária da RNT dos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2015 e, por outro lado, da dedução aos proveitos a recuperar



por aplicação da tarifa de UGS em 2017 dos montantes a transferir por este fundo para a entidade concessionária da RNT. Estes fluxos são calculados nos termos do artigo 86.º do Regulamento Tarifário em vigor. Importa registar que qualquer transferência efetuada em 2016 pelo FSSSE para a entidade concessionária da RNT não terá impactes tarifários, porque o Regulamento Tarifário em vigor não contempla o cálculo de ajustamentos no ano t-1, situação que poderá ser alterada com a revisão regulamentar do próximo período regulatório. Uma eventual alteração regulamentar desta natureza poderá, contudo, não se revelar tão eficaz quanto esperado, visto não haver coincidência entre os prazos que enquadram o processo tarifário e os prazos para a liquidação da CESE.

A opção por uma abordagem prudente no que concerne às transferências do FSSSE por parte do Conselho de Administração da ERSE resulta da dificuldade em interpretar a redução dos montantes afetos ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2016 face aos montantes apresentados no Orçamento de Estado de 2015, que se repetiu no orçamento de Estado do próximo ano. Esta evolução não reflete a manutenção da taxa da CESE de 0,85% que incide sobre os ativos das empresas que contribuem para o financiamento do FSSSE alocado ao SEN e também não se pode justificar pela evolução do valor desses ativos. Registe-se que, à semelhança do verificado no Orçamento de Estado do ano anterior, o Orçamento de Estado para 2017 não esclarece os motivos que justificam o menor valor alocado ao FSSSE face ao valor apresentado em 2015. De registar ainda que após 2015, os mapas dos orçamentos de estado não fazem qualquer referência específica à CESE que incide sobre os contratos *take-or-pay* e também não refletem os montantes de CESE que faltam ainda ser pagos pelas empresas relativos a anos anteriores.

Assim, a evolução conhecida até à data, tanto do quadro legal, como dos pagamentos dos montantes da CESE em falta apontariam para um reforço e não para uma diminuição do montante alocado ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2017 face aos montantes referidos nos Orçamentos de Estado anteriores. Nesse quadro, ficam em aberto as razões para a redução do montante previsto para o FSSSE face ao que constava nos mapas dos Orçamentos de Estado de 2014 e de 2015.

Neste contexto de incerteza quanto ao tratamento que está a ser dado aos montantes associados ao FSSSE, a ERSE optou assim por garantir que nas tarifas de 2017 esses montantes sejam neutros.

Esta opção será acompanhada da solicitação por parte da ERSE às autoridades competentes de esclarecimentos necessários relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

II F - Operadores de rede exclusivamente em baixa tensão

A ERSE, a respeito do comentário formulado sobre a aquisição de energia elétrica por parte dos distribuidores exclusivamente em BT, não pode deixar de precisar que aos operadores de rede considerados como tal não podem atribuir-se responsabilidades de comercialização de energia elétrica. Esta aparente confusão pode fundar-se na cumulação das atividades de distribuição, de comercialização de último recurso e de comercialização em regime livre. Esta situação, que abrange a generalidade das entidades que atuam como operadores de rede exclusivamente em BT, não prejudica, nem poderia, que na sua qualidade de comercializador, esta entidade possa aprovisionar-se de eletricidade em modalidade diferente da celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

A preocupação manifestada pelos operadores de rede exclusivamente em BT não considera o conjunto dos pressupostos associados à decisão tarifária da ERSE. Ou seja, a variação do preço de venda a clientes finais a praticar pelos CUR_{BT} reflete o incremento das tarifas de acesso e também a previsão de diminuição do preço da energia no valor de -5,3%. Assim, verificando-se estes pressupostos o valor da TVCF será adequado a garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores da rede de distribuição.

Importa, contudo, sublinhar que o RRC contempla diversas modalidades de faturação entre o $ORD_{AT/MT}$ e o ORD exclusivamente em BT, as quais permitem que o ORD_{BT} seja imune às variações tarifárias do acesso à rede a montante e ao preço da energia, no pressuposto que tem um desempenho eficiente igual ou superior ao operador da rede a montante. Em concreto, nos termos do artigo 64.º, n.º 3 do RRC, os ORD_{BT}



têm direito à diferença entre a faturação da TVCF_{BTN} e a faturação resultante da aplicação das tarifas de energia, uso da rede de distribuição em BT e comercialização em BT, considerando as quantidades medidas nos pontos de entrega em BT.

Sublinhamos ainda que o Regulamento Tarifário estabelece no artigo 194.º um procedimento próprio por forma a garantir os pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição, o qual pode ser acionado se o equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

II G – CUR – Comercialização de Último Recurso

À luz da garantia do equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso, o Conselho Tarifário da ERSE solicita a fundamentação da manutenção na rubrica de custos não controláveis desta empresa do montante de 1,5 milhões de euros. O Conselho de Administração da ERSE partilha a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário da ERSE. A mesma justificou que, na revisão regulamentar que precedeu o atual período regulatório, se tenha reconhecido a existência de custos de carácter extraordinário e não controlável decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Para esse efeito, adotou-se a possibilidade de os proveitos permitidos da empresa incluírem uma componente de custos não controláveis, que é analisada e calculada numa base anual devendo apenas ser considerada quando justificável.

Esta análise foi efetuada num contexto de redução da atividade do comercializador de último recurso, tendo equacionado vários vetores, nomeadamente: i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU, eventualmente, associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a partilha de ganhos de eficiência entre os clientes e a empresa.

A decisão do Conselho de Administração da ERSE ponderou estes três fatores, no quadro do desempenho financeiro da empresa medido pelo seu EBIT²⁸³, que foi verificado nos últimos anos e previsto pela empresa para os próximos anos. Registe-se que a EDP, SU apresentou resultados marcadamente positivos em termos de EBIT nos últimos anos, apesar de ter tido no passado previsões em sentido contrário para esses anos. Refira-se igualmente que este ano a EDP, SU voltou a apresentar previsões negativas em termos de EBIT.

Neste contexto de aparente estabilidade do desempenho da atividade de comercialização, a ERSE entendeu que no cálculo das tarifas para 2017, os custos não controláveis da empresa deveriam manter-se iguais aos valores implícitos no processo tarifário do ano anterior.

II H-Tarifa social

O desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais coincide com o desconto nas tarifas sociais de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Preferencialmente o desconto incide no preço de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia, conforme indicado pelo Conselho Tarifário.

As tarifas de acesso às redes não estão sujeitas a qualquer mecanismo de atenuação de variações tarifárias por termo tarifário. Deste modo, a aplicação de todo o desconto possível no termo de potência contratada conduziria a variações na tarifa social de venda a clientes finais do CUR, preço a preço, muito acima da variação média, 1,2%.

Tendo em atenção o exposto, e por forma a proteger os interesses dos consumidores vulneráveis quanto a variações acentuadas de preços, foi também adotada, no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes

²⁸³ EBIT representa o resultado líquido do exercício excluindo o efeito dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros.



finais dos comercializadores de último recurso, a mitigação das variações tarifárias atualmente seguida no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 147.º do Regulamento Tarifário. Assim, a determinação dos descontos das tarifas sociais em 2017 foi efetuada mitigando-se variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias o desconto resultante a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes adotado no desenho das tarifas sociais de venda a clientes finais a aplicar por todos os comercializadores foi determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia. O desconto é idêntico para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter-se a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

II I - Preço dos outros serviços

A respeito das considerações efetuadas sobre os preços dos serviços regulados, cabe esclarecer que é genericamente uma obrigação das empresas a apresentação de propostas fundamentadas para os mesmos, cabendo à ERSE a ponderação dos diferentes argumentos na formulação da proposta de preços e tarifas para cada exercício tarifário. Nesta ponderação, a ERSE procura salvaguardar, antes do mais, a adequação entre os preços a praticar e os custos incorridos com cada tarefa específica, de modo a evitar subsídios cruzados e distorções no funcionamento integrado do setor. Esta preocupação seguida pela ERSE é, em determinadas situações, concretizável com algum grau de especificidade dos termos utilizados entre empresas e /ou entre as Regiões Autónomas e o Continente.

II J - Qualidade de serviço

As características da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam. Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

No que se refere ao tipo de indicadores utilizados na caracterização da continuidade de serviço, a ERSE tem vindo a utilizar os indicadores internacionais, que facilitem análises comparativas entre redes. Para além dos indicadores por ponto de entrega, existem indicadores como o TIEPI ou a END que têm em consideração a "dimensão" do ponto de entrega, ou seja, a potência associada a cada ponto de entrega.



◆ Tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo²⁸⁴ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "*Proposta de tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016*" solicitando parecer sobre a mesma.

Considerando o caráter de urgência, para efeitos de cumprimento de prazos legais, foi solicitado ao CT, nos termos do Art.º 48.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer até ao dia 1/junho/2016.

Nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ENQUADRAMENTO DA PROPOSTA

1. O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que esta tarifa é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal.
2. A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à aplicação de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.
3. Esta Lei procedeu também à revogação do regime de Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro. Até 30 de junho de 2016, os descontos na Tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) transitória correspondem a 20%, relativo à tarifa social, e 13,8% referente ao ASECE.
4. Considerando que os descontos sociais não devem sofrer diminuição de valor face aos que estão em vigor, foi definido pelo membro do Governo responsável pela área de energia, um desconto da tarifa social de eletricidade para o segundo semestre de 2016, de 33,8% sobre as TVCF transitórias, que integra a componente até agora atribuída através do ASECE.
5. O desconto da tarifa social é atribuído através da tarifa social de acesso às redes, cujos valores para o 2.º semestre de 2016 se apresentam no quadro seguinte, com a comparação face às tarifas em vigor no 1.º semestre:

²⁸⁴ Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.



| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=6,9 kVA) | | PREÇOS 1º semestre 2016* | | PREÇOS 2º semestre 2016 | |
|---|---------------------|--------------------------|-----------|-------------------------|-----------|
| Potência | | (EUR/mês) | (EUR/dia) | (EUR/mês) | (EUR/dia) |
| Tarifa simples, bi-horária e tri-horária | 1,15 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 |
| | 2,3 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 |
| | 3,45 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 |
| | 4,6 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 |
| | 5,7 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 |
| 6,9 | 0,00 | 0,0000 | 0,00 | 0,0000 | |
| Energia ativa | | (EUR/kWh) | | (EUR/kWh) | |
| Tarifa simples | | 0,0976 | | 0,0684 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 0,1339 | | 0,1047 | |
| | Horas de vazio | 0,0403 | | 0,0111 | |
| Tarifa tri-horária | Hora ponta | 0,2525 | | 0,2233 | |
| | Hora cheia | 0,0989 | | 0,0697 | |
| | Hora vazio | 0,0403 | | 0,0111 | |

* Os preços apresentados não contemplam o desconto ASECE

6. Nas tarifas em vigor no primeiro semestre de 2016 o desconto foi totalmente aplicado no termo de potência contratada, de modo a não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica, o que implicou a anulação deste termo.
7. A proposta da ERSE para o segundo semestre prevê a manutenção do termo fixo nulo da tarifa social de acesso, e o restante desconto no termo de energia, para acomodar o ASECE.

II

ESPECIALIDADE

Atribuição da tarifa social (Lei n.º 7-A/2016)

1. O CT entende que face à aplicação da nova legislação é fundamental que as entidades públicas com competência nesta matéria (ERSE, DGEG, AT, ISS) acompanhem a evolução da aplicação da Tarifa social.
2. O CT nota que a legislação elenca ainda, um conjunto de atos preparatórios, tais como a celebração de protocolos entre os diferentes ministérios de tutela social e económica para articulação do automatismo e a publicação de portarias, sem a qual se pode comprometer a aplicação do novo regime da tarifa social a 1 de julho de 2016.
3. A regulamentação a incluir em portaria deve prever a atualização da base de dados relativa aos clientes com direito à tarifa social, com uma periodicidade adequada.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE dá cumprimento às alterações legais introduzidas ao regime da tarifa social.

Aprovado em 27 maio de 2016.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 11 e ss.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁸⁵

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente, tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2014*" o qual foi igualmente tido em consideração.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

1. O CT constata a crescente relevância do mercado liberalizado no SEN, evidenciada no documento de "*Caracterização da procura de energia elétrica em 2016*", onde a estimativa para 2015 aponta para que 68,5% do número total de clientes e 88% do total de energia fornecida já estejam em regime de mercado.
2. Acresce que, as previsões para 2016 apontam para uma evolução significativa do mercado livre, sendo expectável que 81,9% do total de clientes e 93,1% do total de energia fornecida estejam em regime de mercado.
3. De realçar que, o consumo médio dos clientes do mercado regulado é diferente do consumo médio dos clientes do mercado livre, pelo que os impactos das alterações tarifárias são distintos.
4. Neste sentido, é claro o peso cada vez menor das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e a sua reduzida relevância para a maioria dos consumidores na perceção dos impactos das alterações tarifárias na sua fatura mensal.
5. O CT considera que, na comunicação dos impactos tarifários a ERSE deve ter em conta as alterações do mercado, não devendo apenas informar as variações das TTVCF e os impactos na fatura do cliente do mercado regulado, que é um segmento de consumidores cada vez mais residuais.
6. Deste modo, a comunicação dos impactos das alterações tarifárias deve ter em consideração os consumidores no mercado liberalizado, tendo em conta as condições das ofertas de mercado, nomeadamente no que respeita a repercussão das alterações tarifárias propostas pela ERSE.
7. Quando a ERSE, no comunicado de imprensa, anuncia um aumento das TTVCF de 2,5%, não sendo claro quais as variações "parcelares", com especial relevo para os consumidores em mercado livre, onde estas variações das diferentes componentes da tarifa têm impactos muito diferentes nas faturas.

²⁸⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



8. Por exemplo, para um consumidor em BTN, não é de fácil compreensão que, o aumento anunciado de 2,5% nas TTVCF, se decompõe na diminuição de 9,1% na tarifa de energia e os aumentos de 7,0% nas tarifas de acesso as redes e de 4,6% na tarifa de comercialização.
9. No documento de "Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016", a ERSE efetua uma análise às condições de oferta no mercado livre, limitando-se a uma listagem ordenada num determinado período temporal, para três tipos de consumidores, o que o CT considera insuficiente.
10. A questão de maior relevância para os consumidores no mercado livre é como serão os seus preços na próxima revisão, e o consequente aumento real da sua fatura, sendo que, neste sentido, existe o perigo de induzir os consumidores em que terão um aumento de 2,5% na sua fatura, quando a variação real será diferente.
11. O CT sublinha a reiterada omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas.
12. Considerando as implicações que a comunicação, nos moldes que tem vindo a ser feita, tem na perceção dos consumidores sobre o mercado livre e os impactos na sua fatura, o CT recomenda que a ERSE avalie como melhorar a comunicação pública dos impactos tarifários, tornando-a inequívoca e mais abrangente face às atuais características e condições do mercado de eletricidade e procurando transmitir valores mais próximos da realidade de e para todos consumidores para o que poderá, designadamente, introduzir uma expressa menção quanto ao grupo de destinatários das tarifas publicadas, qual a composição do preço no mercado livre ou qual a percentagem de consumidores num e noutra mercado.

I B – Apresentação da proposta

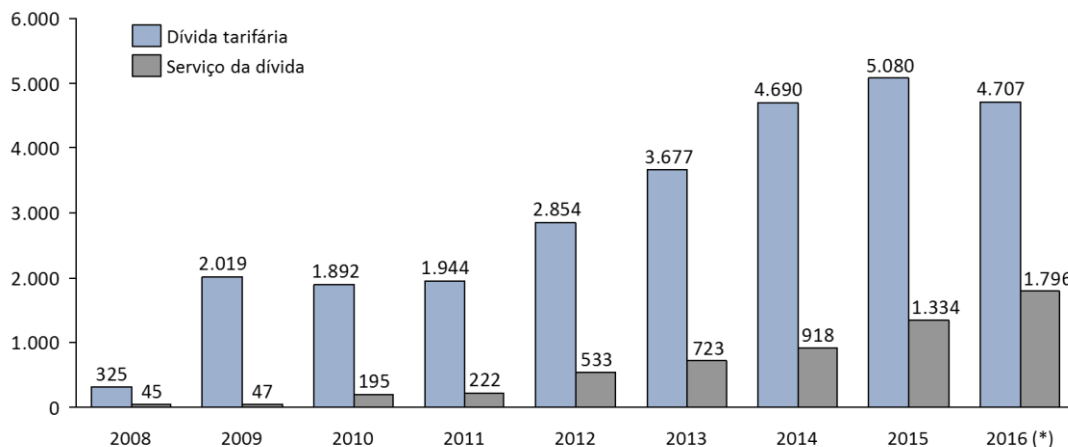
1. O CT refere que, mesmo atendendo a que a metodologia de cálculo de tarifas é necessariamente complexa, subsiste, ainda assim, uma ampla margem de melhoria da qualidade de apresentação da documentação e documentos relativos às propostas de tarifas e preços. Os documentos, tal como são apresentados, são de difícil entendimento, mesmo para especialistas, e tornando-se praticamente impossível, apenas com base nos documentos, conhecer em detalhe a evolução das várias parcelas constituintes das componentes das tarifas.
2. Por exemplo, é comum o mesmo parâmetro surgir em locais diferentes, umas vezes contendo alisamentos temporais, outras contendo ajustamentos de anos anteriores, outras ainda contendo apenas o parâmetro para o ano²⁸⁶, o que torna muito difícil compreender a evolução dos vários parâmetros e das suas componentes. Importaria, por isso, que fosse feita uma revisão do modo de apresentação das propostas, visando um aumento da inteligibilidade dos documentos (que, como se sabe têm que ser analisados num curto espaço de tempo) e, por consequência da transparência no conteúdo das tarifas e preços propostos.

I C – Dívida tarifária e serviço da dívida

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE²⁸⁷, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível apresentar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.

²⁸⁶ A título meramente exemplificativo o valor do diferencial de custo dos CAE que no quadro 0-12 é de 176 157 mil euros, na figura 0-2 é de 226 157 mil euros e no texto do número 0.3.3.4 da página 19, é de 157 337 mil euros.

²⁸⁷ É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)

(*) Proposta de tarifas e preços para 2016 (Pág. 22)

2. A denominada estabilidade tarifária tem sido garantida através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e mais recentemente, do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
3. O CT constata que, de 2015 para 2016, a dívida tarifária se reduz no montante de 373M€, constituindo uma inflexão na evolução desta dívida.
4. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado. O serviço da dívida regista um aumento de 463M€ em 2016, que resulta de uma maior amortização de capital (1,6 mil milhões de euros), uma vez que os juros reduziram de 213M€ em 2015 para 187M€ em 2016.
5. Face à trajetória descendente iniciada na proposta de tarifas para 2016, o CT regista os sinais que indiciam a sustentabilidade do sistema elétrico nacional.
6. O CT reitera a utilidade e a necessidade de maior divulgação pública dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da dívida tarifária a prazo (2020), uma vez que não teve conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção financeira do setor.
7. É, na opinião do CT, extremamente relevante ter informação sobre os montantes anuais das medidas mitigadoras, desde 2012 até à data, e o seu confronto com os pressupostos na base das medidas consideradas.
8. O CT consideraria interessante que, na estratégia de redução da dívida tarifária, fossem reforçadas as medidas mitigadoras de forma a permitir a redução efetiva dos custos para os consumidores.



II

ESPECIALIDADE

II A - Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016

1. As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.
2. Considerando o início de um novo período regulatório, em 2014, a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, que conduziram à alteração da estrutura das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição, tendo mantido a estrutura das tarifas de uso da rede de transporte.
3. A ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no [parecer](#) à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente aplicada às tarifas de uso da rede de transporte.
4. O quadro regulamentar vigente prevê, na estrutura tarifária do uso da rede de transporte, a existência de preços de potência contratada, potência média em horas de ponta, em simultâneo com preços de energia ativa associados às perdas de energia elétrica e preços de energia reativa, o que permite transmitir aos utilizadores a multiplicidade de fatores que afetam os custos da atividade de transporte de energia elétrica.
5. De acordo com o estudo preliminar efetuado pela ERSE, os custos incrementais obtidos, em termo médios, têm impactes praticamente nulos na tarifa de uso da rede de MAT e na tarifa de uso da rede de AT (cenário base). Contudo, isso não invalida que os impactes não sejam significativos consumidor a consumidor na medida em que as variações tarifárias por variável de faturação não são insignificantes. Adicionalmente, pela análise de sensibilidade conclui-se que os impactes na MAT estão muito dependentes dos pressupostos assumidos no cálculo dos custos incrementais.
6. Tratando-se de uma matéria metodologicamente complexa e exigente em termos de tratamento de dados e tendo em conta o número de observações disponíveis e a importância dos pressupostos considerados, a ERSE considerou prudente manter os custos incrementais adotados nas tarifas de 2015 e utilizar os resultados preliminares deste estudo para uma discussão futura sobre esta matéria.
7. O CT congratula-se por a ERSE ter iniciado este estudo e reitera a importância do acompanhamento desta matéria por forma a garantir a adequabilidade da estrutura tarifária aos custos associados.

II B - Tarifas de acesso

1. As tarifas de acesso às redes (TAR) são pagas por todos os consumidores, pelo uso das redes de transporte e distribuição e pelo uso global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral). As TAR coincidem no Continente e nas Regiões Autónomas, para o mesmo nível de tensão. Para os clientes do CUR, as TAR estão incluídas nas tarifas de venda a clientes finais. Os clientes do mercado pagam as TAR e negociam livremente com o seu fornecedor o preço da energia e fornecimento. As TAR são o único veículo que permite repercutir os custos de UGS, incluindo custos passados (dívida tarifário).
2. A proposta de tarifas e preços apresenta um aumento médio de 6,5%, no Continente, para as TAR, com um aumento na BTN de 7% e de 5,6% nos restantes níveis de tensão.



| | Variação 2016/2015 |
|-----------------------------------|--------------------|
| Tarifas de Acesso às Redes | 6,5% |
| Acesso às Redes em MAT | 5,6% |
| Acesso às Redes em AT | 5,6% |
| Acesso às Redes em MT | 5,6% |
| Acesso às Redes em BTE | 5,6% |
| Acesso às Redes em BTN | 7,0% |

Fonte: ERSE

3. Tal aumento médio de 6,5% nas TAR resulta do aumento de 9,6% da tarifa de UGS – que inclui os custos de interesse económico geral e de política energética e ambiental – e ainda das variações na tarifa de uso de redes ilustrada no quadro seguinte:

| | Variação 2016/2015 |
|--|--------------------|
| Tarifa de Energia | -9,1% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 9,6% |
| Tarifas de Uso de Redes | |
| Uso da Rede de Transporte | -4,3% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | -0,5% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | -0,6% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | 6,8% |
| Tarifas de Comercialização | 4,6% |

Fonte: ERSE

4. Assim, os aumentos das tarifas de acesso às redes parecem ser em grande medida consequência dos aumentos de proveitos a recuperar com a UGS, os quais são influenciados, em particular, pelas variações resultantes dos mecanismos de alisamento quinquenal (diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia da PRE) que atingirá um máximo nas tarifas de 2017.
5. No período compreendido entre 1999 e 2016 os preços médios das tarifas de acesso às redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11,9%, 11,1%, 7,5%, 7,5% e 6,6%, respetivamente²⁸⁸. Assim, a evolução das TAR tem conhecido e está sujeita a uma pressão de crescimento acentuado.
6. Por outro lado, as tarifas para 2016 foram determinadas num contexto de baixa dos custos de energia. Tal situação permite um aumento mais moderado das tarifas reguladas com alguma recuperação da dívida tarifária passada, por via de um aumento mais substancial das TAR.
7. Uma vez que a recuperação da dívida tarifária recai sobre as TAR, o peso unitário será tanto menor quanto maior a procura (por efeito de diluição do custo) pelo que, a possibilidade de recuperação da

²⁸⁸ Pág. 217 do documento principal da proposta da ERSE. Variações médias anuais de 9,7%, 9,0%, 5,4%, 6,0% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2015 (pág. 218 do documento principal da proposta).



dívida tarifária, sem aumento excessivo das TAR, está dependente de uma procura crescente de eletricidade.

8. Observada a recente evolução das TAR e a sua dependência da componente UGS e do consumo global, o CT recomenda que a ERSE faça um acompanhamento próximo desta situação e transmita esta preocupação às instâncias competentes.

II C - Tarifas dinâmicas

1. O CT, no seu [parecer](#) à proposta de tarifas e preços para 2014, identificou a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, referindo, entre outros, as tarifas dinâmicas.
2. Já no âmbito do novo Regulamento Tarifário, refere, agora, a ERSE, no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2016" inserido na proposta de tarifas e preços para 2016 que "*o Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um plano para implementação de projetos-piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias. Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. O Plano referido deverá ser apresentado à ERSE até ao dia 30 de junho de 2016*".
3. O CT aguarda com expectativa a evolução dos projetos piloto e a análise dos resultados, considerando o interesse das tarifas dinâmicas.

II D - Fator de agravamento

1. Em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de eletricidade, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais determina, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devam continuar a fornecer eletricidade aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.
2. Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer eletricidade àqueles clientes finais que, independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.
3. O mencionado fator de agravamento, não aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, pretende induzir a adesão gradual daqueles clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE.
4. Com a publicação da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, procedeu-se à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de eletricidade previsto no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março²⁸⁹.

²⁸⁹ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 75/2012, de 26 de março, 256/2012, de 29 de novembro, e 13/2014, de 22 de janeiro, e 15/2015, de 30 de janeiro.

A expressão que determina o fator de agravamento é constituída por:



5. Tendo o CT conhecimento que a determinação da expressão do fator de agravamento é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, alerta, ainda assim, para o facto da parcela ($Te^{i,p-1}$ -Cep) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição pelo que, veria como positivo um acompanhamento próximo da incidência deste fator de agravamento.

II E - CUR – Comercialização de Último Recurso

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no Regulamento Tarifário, na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do comercializador de último recurso, uma componente de custos não controláveis (margem).
2. Nas tarifas para 2015, no âmbito de uma análise histórica aos custos de exploração incorridos pela EDP SU com a atividade de comercialização, a ERSE considerou "*que se tem vindo a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas*". Neste contexto, a ERSE contemplou para 2015 uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros.
3. Na proposta de tarifas para 2016 a ERSE, apesar de reiterar a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem), não incluiu qualquer valor para esta componente dos Proveitos Permitidos da empresa, não se encontrando nos diversos documentos da Proposta qualquer justificação para este facto.
4. Acresce que a ausência de qualquer valor da componente de custos não controláveis, aliada ao facto de que, no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, tende a colocar maior pressão à adaptação do comercializador de último recurso num contexto de acentuada diminuição de atividade que se encontra associada ao forte decréscimo do número de clientes.
5. Num contexto de acentuada diminuição de atividade do comercializador de último recurso, o CT questiona se a não inclusão de um valor para esta componente prejudica o necessário equilíbrio económico da empresa pelo que, o CT recomenda que a ERSE justifique a opção de aplicação de uma margem comercial nula, tomada na proposta tarifária.

II F - Tarifa social

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis foi criada pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que visou alargar a base de aplicação da tarifa social e criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários fosse superior.
2. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.
3. De acordo com regulamentação a publicar, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 20% sobre

a. ($Te^{i,p-1}$ - Cep): Parcela que traduz o desfasamento entre a tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais no período anterior, por segmento de consumidores, e o custo médio previsto para aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso grossista;

b. Yi,p : Parâmetro de controlo do fator de agravamento, por segmento de consumidores, definido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;



- o preço bruto do fornecimento de energia elétrica, excluído de IVA e demais impostos, contribuições e ou taxas aplicáveis.
4. O valor do desconto, no continente, em 2016, é cerca de 30,5 milhões de euros, representando um desconto de 20% face às tarifas de venda a clientes finais e um desconto de 30% face às tarifas de acesso às redes apresentando variações face a 2015, sendo que, os custos totais com a tarifa social, cujo montante é financiado em exclusivo pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da sua potência instalada, ascendem em 2016 a 39 milhões de euros, incluindo o valor do continente e das regiões autónomas.
 5. O CT regista que, ainda assim, este segmento de consumidores em Portugal continental sofrerá um acréscimo na ordem dos 0,9% e, nas Regiões Autónomas, decréscimos de -2,2% na Região Autónoma dos Açores de -2,1% na Região Autónoma da Madeira.
 6. O CT regista de forma positiva que, no cálculo da tarifa social de acesso às redes, o desconto seja aplicado no termo de potência contratada, à semelhança do efetuado em anos anteriores, obviando a possível distorção do sinal dado pelo preço de energia e potenciando uma utilização eficiente da energia elétrica.
 7. O CT regista que no exercício tarifário de 2016 foi determinado um ajustamento provisório de t-1 para a aplicação da tarifa social no Continente e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, que implicará uma devolução de cerca de 28,2 milhões de euros aos produtores em regime ordinário que financiaram este desconto no ano de 2015.
 8. Adicionalmente, o CT solicita à ERSE que explicita e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social quer no Continente quer, em especial, nas Regiões Autónomas.
 9. Face ao valor expressivo do ajustamento, constata o CT que, apesar destas medidas mitigadoras de oscilações de preço junto deste segmento de consumidores tenham aplicação desde 2011, os índices de penetração são ainda pouco expressivos e que subsiste algum desconhecimento destes benefícios sociais por parte dos interessados, o que suscita ao CT dúvidas sobre a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.
 10. Para tal, o CT elencou no passado um conjunto de iniciativas a desenvolver tanto pelo regulador como pelo legislador e cujo desenvolvimento não vê plasmado na presente proposta, a saber:
 - a. Avaliação "sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento", que deveria ter ocorrido em 2013 como estabelecido na lei;
 - b. Apresentação de estudos sobre novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversos encargos incluídas na fatura (contribuição áudio visual, redução IVA etc.);
 - c. Inclusão na proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa.
 11. Para além das entidades responsáveis, os comercializadores de eletricidade têm o dever de divulgar informação sobre a existência e a aplicação da tarifa social junto dos respetivos clientes e pugnar pela efetiva e correta aplicação deste benefício aos consumidores elegíveis que o solicitem.
 12. O CT regista as ações inspetivas conduzidas pela ERSE e a correção de certas práticas, bem como a melhoria na informação aos consumidores por parte dos comercializadores, constatando, também, o aumento dos beneficiários da tarifa social, para o que terá contribuído a inclusão de uma ficha contratual padronizada nas ofertas ao público.
 13. Atento o número reduzido de consumidores que efetivamente beneficiam do regime face ao universo expectável e anunciado como elegível, o CT recomenda à ERSE que desenvolva, em articulação com os agentes do setor e com as associações de consumidores e municípios, medidas de



informação/divulgação sobre a tarifa social junto dos potenciais beneficiários da mesma, podendo envolver a participação ativa na informação serviços da Administração Pública, como o IGSS e a AT, nomeadamente, na correspondência que enviam ao utente/contribuinte.

II G – Preço dos outros serviços

1. Nos termos da regulamentação em vigor, em especial do previsto no Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE deve incluir na proposta de tarifário os preços a aplicar aos serviços prestados pelas empresas reguladas referentes a: serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento; leitura extraordinária e quantia mínima a pagar em caso de mora.
2. O CT tem defendido o princípio que estes valores deveriam no caso dos preços regulados, permitir a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores.
3. Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores de rede, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores.
4. O CT regista como positivo que a proposta do regulador para os preços destes serviços a vigorar para 2016 tem em linha de conta a promoção da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados e, no caso particular do Continente, e beneficiou dos processos concorrenciais desenvolvidos pelo operador de rede onde se observam em AT, MT e BTE, reduções de preço na ordem dos 4,9% e em BTN, os preços reduções médias de 4,2%, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento que observa um aumento de 5% (em linha de resto, com o processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%).
5. O CT regista igualmente como positiva a fundamentação do regulador para a atualização pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2016 (1,1%) nos casos em que as empresas não apresentaram justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço em vigor, como no caso das Regiões Autónomas.

II H - Qualidade de serviço

1. Sendo a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica um elemento determinante do modelo de regulação vigente, o CT tem recorrentemente incentivado a aposta na melhoria da qualidade de serviço, técnica e comercial, como aspeto nuclear da avaliação do desempenho das empresas.
2. No que diz respeito à continuidade de serviço, regista o CT ter-se verificado uma melhoria na continuidade de serviço em todos os operadores de rede - ORT e ORD no Continente e OR na RAA e RAM, subsistindo incumprimentos que continuam a ser observados ao nível dos padrões gerais estabelecidos.
3. O CT congratula-se com o trabalho desenvolvido pela ERSE através do Grupo de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço - setor elétrico, constituído sob sua coordenação, com o objetivo de contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço e, evidencie-se, para uma maior consciencialização coletiva de que estamos perante uma responsabilidade de todos.



III
CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 16 de novembro de 2015.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 271 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2015, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de novembro de 2015.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2015 as tarifas e preços de energia elétrica para 2016.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016" e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

I A – Comunicação dos impactos tarifários

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicados e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado informação sobre as variações das únicas tarifas de venda a clientes finais que publica, as do comercializador de último recurso. Assim, tem-se considerado relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso.

A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância no mercado liberalizado, mas receia que a comunicação das variações das tarifas de acesso às redes induza em erro os consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar, uma vez que a sua fatura final depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

Todavia, reconhecendo-se a pertinência dos comentários do CT procurar-se-á nos exercícios futuros de tarifas repensar as variações tarifárias a comunicar. Quanto ao exercício presente considera-se que as alterações ao comunicado devem ser minimizadas, sobre pena de se considerar que a decisão tem alterações significativas quando comparada com a proposta submetida ao CT em outubro, o que não é o caso.

Por último, importa referir que na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

O CT sublinha também a omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas. As variações apresentadas no comunicado são variações médias em Portugal, incluindo Portugal continental e as Regiões Autónomas.

I B – Apresentação da proposta



O CA da ERSE toma boa nota do comentário efetuado pelo CT. Refira-se que a ERSE tem feito um esforço no sentido de apresentar de forma clara e transparente os documentos de divulgação das tarifas e preços para cada ano. Neste sentido, recentemente, a informação relativa ao cálculo dos proveitos permitidos e dos ajustamentos foi englobada num único documento visando facilitar a sua leitura e análise. Contudo, face à complexidade e dimensão da informação em que assenta o cálculo de proveitos e das tarifas, nem sempre é possível evidenciar todos os conteúdos, sob pena de tornar os documentos ainda mais extensos e complexos. Assim, a ERSE continuará a envidar esforços para tornar os documentos mais acessíveis sem, no entanto, perderem o conteúdo informativo e a transparência necessária à divulgação de toda a informação essencial ao processo de cálculo tarifário.

I C – Dívida tarifária e serviço da dívida

A ERSE acompanha, naturalmente, os aspetos associados à sustentabilidade de médio e longo prazo do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária. Contudo, a ERSE não assumiu ou fixou qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado que tal objetivo engloba matérias e decisões que estão fora das competências do regulador, designadamente as referentes a custos de interesse económico geral (CIEG). Ainda assim importa assinalar que, atendendo à monitorização da evolução da dívida tarifária, se preveja que a tendência de crescimento observada desde 2012 se inverta em 2016.

A ERSE remete uma eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN para o Governo, por ser uma matéria que até à presente data foi tratada num contexto de adequação da política energética, designadamente durante o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014.

II

ESPECIALIDADE

II A – Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

O CT no seu parecer à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2015 chamou a atenção para a importância de serem revistos os custos incrementais da rede de transporte. Em 2015 desenvolveram-se estudos no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente, tendo os resultados preliminares sido submetidos ao CT em conjunto com a proposta de tarifas para 2016, com o objetivo de garantir uma discussão transparente e fundamentada no futuro sobre esta matéria, em linha com o que tem vindo a ser solicitado pelo CT.

A ERSE irá prosseguir os estudos desenvolvidos procurando robustecer a análise efetuada, nomeadamente através da consideração de uma série de investimentos mais longa, de uma discussão mais aprofundada sobre a imputação dos investimentos ao consumo e sobre a imputação destes investimentos a troços comuns e troços periférico. Para tal a colaboração e participação do operador da rede de transporte na discussão dos pressupostos e na recolha de séries de investimento mais longas é de fundamental importância.

II B – Tarifas de acesso

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) incluídos na tarifa de uso global do sistema tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos,



a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactes na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos.

A mitigação destes custos poderá, em conjunto com uma recuperação da procura de energia elétrica, permitir que a recuperação da dívida tarifária seja efetuada sem um aumento substancial das tarifas de acesso às redes. Neste sentido, o CA da ERSE tem manifestado e continuará a manifestar o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

II C – Tarifas dinâmicas

O CT tem identificado a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, tendo referido, entre outros, as tarifas dinâmicas. Este é um desafio que a ERSE abraçou, tendo incluído no Regulamento Tarifário uma disposição que prevê que a EDP Distribuição, a EDA e a EEM submetam à ERSE Planos para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas.

Trata-se de uma matéria complexa que implica a identificação de custos e benefícios associados à implementação de novas estruturas tarifárias, assim como o envolvimento e participação dos agentes do setor, nomeadamente do operador da rede de transporte, dos comercializadores, das empresas de serviços de energia e das associações de consumidores.

A EDA, a EEM e a EDP Distribuição solicitaram à ERSE o alargamento do prazo para a apresentação dos Planos de implementação e para o desenvolvimento dos projetos piloto. Tomando em consideração as razões apresentadas, assim como o benefício que resulta para os consumidores de energia elétrica, de uma discussão aprofundada, a ERSE decidiu prorrogar o prazo para a entrega dos Planos de implementação dos projetos piloto, de 31 de outubro de 2015 para 30 de junho de 2016.

Considerando que a participação dos vários interessados neste projeto se reveste de particular interesse para o sucesso do mesmo, importa vir a realizar um seminário de discussão e reflexão ainda durante a fase de elaboração do plano pelas várias empresas, de modo a nele integrar as várias perspetivas dos diversos interessados. Prevê-se que este seminário venha a ocorrer durante o primeiro trimestre de 2016.

Após a apresentação dos planos e sua aprovação pela ERSE iniciar-se-á a fase de implementação que se prolongará até 2017. Por último, importa destacar todo o empenho e trabalho já desenvolvido pelos operadores de redes sobre esta matéria.

II D – Tarifas transitórias

As tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações.

O CT manifesta a sua preocupação pelo facto da parcela ($Te'_{i,p-1}$ - Cep) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição, recomendando um acompanhamento próximo da incidência do fator de agravamento.

Quanto a esta matéria, a Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, estabelece no n.º 2 do artigo 2.º que a ERSE deve informar o membro do Governo responsável pela área da energia, até ao início do último mês do período p em curso, dos valores estimados para as diferentes componentes da tarifa transitória de venda a clientes finais para o período seguinte, que permitam a determinação do fator de agravamento para esse período.



O artigo 2.º-A da referida Portaria veio estabelecer regras de funcionamento automático do mecanismo de agravamento, destinadas à ERSE, para a definição do parâmetro $\gamma_{i,p}$, na ausência de publicação pelo Governo do referido parâmetro, nos seguintes termos:

- Permitir que a ERSE defina o parâmetro $\gamma_{i,p}$, assegurando que o fator de agravamento não seja negativo (n.º 2, do artigo 2.º-A);
- Permitir a manutenção dos preços das tarifas transitórias em vigor, nas situações em que não existam factos que justifiquem a sua alteração, assumindo $\gamma_{i,p}$ um valor nulo (n.º 3, do artigo 2.º-A);
- Impedir que a não publicação do referido parâmetro, tanto pelo Governo como pela ERSE, resulte num fator de agravamento negativo, precavendo assim as situações de tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais inferiores ao custo de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso grossista (n.º 4, do artigo 2.º-A).

II E – CUR – Comercialização de Último Recurso

O processo de redução da atividade de comercialização de último recurso é um desafio importante para a EDP SU, obrigando-a a reorganizar a sua estrutura de custos de modo a fazer face à saída dos clientes para o mercado. Da mesma forma, o exercício regulatório em contexto de atividades sujeitas a redução acentuada da sua atividade revela-se um desafio para a ERSE, tendo que ser equacionados vários vetores, nomeadamente, i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a adaptação das metas regulatórias ao contexto prospetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

Neste quadro, o CA da ERSE teve em linha de conta o parecer do Conselho Tarifário, pelo que foi introduzida uma componente de custos não controláveis nos proveitos permitidos da EDP SU para tarifas 2016.

II F – Tarifa social

O CT solicita que a ERSE explicita e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social suportados pelos produtores em regime ordinário, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. Face a esta solicitação foi incluída no ponto 4.10 do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016", relativo à tarifa social, a referida informação. No quadro seguinte apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2016 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos produtores em regime ordinário.

| | Nº clientes beneficiários tarifa social | Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €) |
|----------------------|--|---|
| Portugal continental | 500 000 | 30 476 |
| RA Açores | 10 311 | 666 |
| RA Madeira | 11 702 | 873 |

Face ao valor elevado do ajustamento provisório de t-1 o CT constata que os índices de penetração da tarifa social são ainda pouco expressivos, questionando a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.

Sobre esta matéria importa referir que o número de consumidores com tarifa social aumentou significativamente em 2015. A ERSE elabora um relatório semestral sobre o universo de clientes finais que



beneficiam da tarifa social, dirigido ao membro do Governo responsável pela área da energia. Conforme a informação enviada pela ERSE em novembro de 2015, o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social ascendia, no final do terceiro trimestre de 2015 a cerca de 85 mil clientes.

| | T4 2014 | T1 2015 | T2 2015 | T3 2015 | Variação trimestral T3_15/T4_14 | | Variação trimestral T3_15/T2_15 | |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------------------------|--------------|------------------------------------|------------|
| Mercado Regulado | 28253 | 24951 | 23066 | 21747 | -6506 | -23% | -1319 | -6% |
| Mercado Livre | 17458 | 23700 | 37037 | 62959 | 45501 | 261% | 25922 | 70% |
| Total | 45711 | 48651 | 60103 | 84707 | 38996 | 85,3% | 24604 | 41% |

Com base no relatório referido anteriormente, os membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia podem alterar os critérios para determinação da fórmula de cálculo do rendimento anual máximo, através de portaria conjunta. Em alternativa, a ERSE aplica uma atualização automática²⁹⁰ do valor do rendimento anual máximo.

O valor do rendimento anual máximo foi inicialmente definido em 4 800 €²⁹¹, tendo a ERSE procedido à sua atualização em 1 de agosto de 2015. Uma vez que o número de beneficiários da tarifa social de eletricidade (cerca de 85 mil) se encontra, no final do terceiro trimestre, abaixo do objetivo estipulado em 500 mil titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica, a ERSE procedeu novamente à atualização automática em 10% do limiar do rendimento anual máximo, que passará a ser de 5 808 euros/ano a partir de 1 de janeiro de 2016. Neste contexto, prevê-se que o n.º de clientes com tarifa social continue a crescer.

No que concerne as medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social, durante o ano transato decorreram campanhas de informação/divulgação sobre a tarifa social, nomeadamente pela Direção-Geral de Energia e Geologia. A ERSE tem procurado celebrar protocolos e desenvolver ações de formação e informação junto de associações de consumidores, que incluem a divulgação de informação sobre a tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes, no sentido de melhorar o funcionamento da tarifa social.

²⁹⁰ Segundo o n.º 9 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 republicado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014.

²⁹¹ Decreto-Lei n.º 172/2014.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁹²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT a documentação contendo o "*Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho

1. Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho estabelece o regime legal para a criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da tarifa de uso global do sistema. Este mecanismo visa *corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais.*
2. Este diploma estabelece, também, que a ERSE deverá efetuar um estudo no final de cada semestre, ouvida a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), *sobre o impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.*
3. O artigo 4.º do referido diploma estabelece assim que a repartição de custos e os seus efeitos na determinação dos proveitos permitidos deve considerar o estudo elaborado no final de cada semestre pela ERSE, ouvida a DGEG.
4. Por outro lado, o art.º 4.º, n.º 2 do diploma, refere na elaboração do estudo deverá ser respeitado o calendário e demais trâmites incluindo o procedimento de consulta do CT, consagrados na Portaria n.º 288/2013 de 20 de setembro.

2. Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, - cf. art.º 4.º, n.º 2 e cf. Art.º 5.º, n.º 4.

1. A Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, consagra a regulamentação do procedimento de elaboração do referido estudo e o mecanismo de repartição de CIEG a suportar pelos produtores de

²⁹² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.



- energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida, abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
2. A Portaria foi alterada pela Portaria n.º 225/2015 de 30 de julho, que introduziu o conceito de evento extramercado interno ao sistema português e adotou o conceito de impactes líquidos de bombagem dos centros electroprodutores hídricos equipados com bombagem abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
 3. Por outro lado, a Portaria n.º 225/2015 de 30 de julho revogou o artigo 5º que consagrava a necessidade da ERSE submeter o estudo acompanhada da proposta *dos termos tarifários a aplicar à energia elétrica injetada na rede, à apreciação do Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer, no prazo fixado para o efeito no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.*
 4. Nos termos do n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril (Estatutos da ERSE), na versão dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, compete ao conselho tarifário emitir parecer, através das suas secções, sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços.
 5. Assim, atento o estabelecido no n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, em conjugação com o dispositivo do art.º 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, entende o CT que deve pronunciar-se e dar parecer sobre o estudo *sub judice*, bem como sobre qualquer outro assunto que, direta ou indiretamente, tenha impacto nas tarifas.

II

ESPECIALIDADE

A. Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho - Proposta de termos de referência

Neste documento a ERSE procura consubstanciar uma proposta de termos de referência para o estudo que deve elaborar, os quais têm em consideração:

1. Os objetivos expressos no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
2. A necessidade de efetuar uma explicitação de conteúdo e de procedimentos relativamente à preparação e submissão do mencionado estudo;
3. A integração dos efeitos do mecanismo de remuneração de capacidade e outras medidas de segurança de abastecimento na determinação dos efeitos objeto do estudo.

As propostas de "*Conteúdo do estudo a elaborar pela ERSE*" e "*Procedimentos de elaboração e de submissão do estudo*" merecem a concordância do CT, aguardando este Conselho a sua concretização no processo de fixação de tarifas e preços para 2019.

B. Nota justificativa sobre a avaliação dos impactes de eventos extramercado na formação do preço de mercado grossista da eletricidade — Proposta de parâmetros para 2018

Este documento não constitui um estudo sobre a avaliação dos impactes de eventos extramercado na formação do preço de mercado grossista da eletricidade, mas sim a justificação dos parâmetros agora estabelecidos, em resultado do Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia e enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.



Nesta conformidade o CT não dispõe de elementos para se pronunciar sobre o mesmo, constatando a fixação de:

1. Parâmetro associado ao evento extramercado externo ao SEM $Pem^{UE}_{ts} = 4,75 \text{ €/MWh}$.
2. Parâmetro λ_{it} para 2018 =0

O estabelecimento destes parâmetros representa uma redução de 37% Pem^{UE}_{ts} anteriormente estabelecido (6,5€/MWh), e anula o λ_{it} para 2018, que se encontrava fixado em 1.

O CT destaca, neste particular, o impacte positivo destes parâmetros na fixação das tarifas de 2018.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário concorda com a proposta de termos de referência apresentada pela ERSE.

Aprovado em 15 de novembro de 2017.



◆ Portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁹³

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas*" solicitando ao CT a emissão urgente de parecer.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A Lei n.º 105/2017 de 30 de agosto, consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março. Estabelece que os clientes com contratos em regime de preço livre podem optar por um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de baixa tensão normal, durante o período em que aquele regime vigore.
2. Este regime suscita um conjunto alargado de questões e detalhes de implementação que importa clarificar, sendo regulamentado pela proposta de portaria agora em análise por este CT, na sequência da solicitação do Conselho de Administração da ERSE, de parecer prévio à emissão do seu parecer, iniciativa esta que se saúda pelo carácter estruturante da definição desta opção para o setor e para os consumidores com acesso a este regime.

II

PROPOSTA DE PORTARIA

1. ENQUADRAMENTO

- a. Como supra-referido, a Lei 105/2017, de 30 de agosto, indica expressamente no seu título que "*consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas*". No entanto, a mesma indica no seu ponto n.º 1 do artigo 2.º-A, a sua aplicação a todos os clientes finais de Baixa Tensão Normal (BTN), sejam pessoas singulares ou coletivas.
- b. Esta proposta de Portaria refere que os comercializadores em regime de mercado podem dispor de condições de preço equivalentes, por tipo de fornecimento e potência contratada, às TTVCF que são aprovadas pela ERSE. Entende o CT que a portaria deve ir mais além prevendo a possibilidade dos comercializadores disporem de preços equivalentes não só por tipo de fornecimento e potência contratada, como também por opções tarifárias.

²⁹³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.



2. ESPECIALIDADE

Artigo 3.º - EXERCÍCIO DO DIREITO DE OPÇÃO

- a. Entende o CT que o n.º 1 do presente artigo da proposta de Portaria deverá plasmar o estatuído no Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, na redação aditada pelo n.º 1 do artigo 2.º-A, da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, designadamente consagrando que este regime de opção perdure pelo período em que vigorar o regime transitório das TTVCF.
- b. O CT alerta para a necessidade de retificação da redação do n.º 1 do presente artigo, dada a omissão do verbo, que se presume ser "vigorará".
- c. O CT também considera importante que seja esclarecido o n.º 1 do presente artigo da proposta de portaria, dado que a presente redação não é clara no que respeita ao impacto contratual de eventuais revisões das TTVCF, no âmbito do regime de preços equiparado.
- d. Entende o CT que o prazo de dois dias úteis expressos no n.º 4 deste artigo é manifestamente diminuto, sugerindo-se o seu alargamento para prazo não inferior a 5 dias úteis.
- e. Quanto ao n.º 5 do mesmo artigo, o CT sugere que sirva como comprovativo para que o cliente possa celebrar contrato com o Comercializador de Último Recurso (CUR), quer a resposta negativa do comercializador já prevista, quer a confirmação ou publicação de que não dispõe de oferta regulada, aplicando-se posteriormente o disposto no n.º 6 do mesmo artigo.
- f. Considera o CT que a presente redação é omissa no que respeita à situação de ausência ou atraso de resposta por parte do comercializador no prazo fixado, pelo que o CT propõe que o cliente adquira, nestas situações, a faculdade de contratação com o CUR.
- g. Em relação ao n.º 6 deste artigo o CT recomenda que se clarifique no texto final o alcance da disposição que estabelece os encargos na mudança, nomeadamente nos contratos com cláusulas de fidelização previamente estabelecida como por exemplo no caso dos clientes empresariais onde existem contratos com preços e volumes garantidos.
- h. Por último, e ainda no n.º 6 deste artigo, alerta-se para um lapso de escrita: quando se refere "cessão", deve referir-se "cessação" e ainda acrescentar faturação de consumos medidos e potência contratada medidos.

Artigo 5.º - TRANSPARÊNCIA E INFORMAÇÃO AO CLIENTE

- a. Embora a ADENE tenha, no âmbito do Decreto-Lei n.º 38/2017, sido a entidade incumbida do exercício da atividade de operador logístico de mudança de comercializador, o CT entende que a Portaria deve fazer referência ao OLMC e não a uma entidade específica.
- b. Nos termos do n.º 3 e n.º 4 deste artigo, impende sobre os comercializadores em regime de mercado a obrigação de colocarem nas faturas que são enviadas aos consumidores o valor da diferença entre o preço praticado em regime de mercado e aquele que se obtém aplicando a tarifa regulada, ficando a ADENE incumbida de proporcionar esta informação aos consumidores.
- c. Entende o CT, que da leitura e interpretação da redação deste artigo não resulta claro:
 - Sobre qual a entidade que deve efetuar o cálculo desta diferença: se os comercializadores em regime de mercado e/ou a ADENE;
 - Se se trata de um cálculo real para aquele consumidor em particular, naquele período de faturação, ou apenas uma simulação para um caso-tipo;
 - Qual a metodologia e os critérios para o cálculo do valor da diferença.



- d. No n.º 3, considera o CT que deve ser clarificada se esta obrigação é aplicável apenas aos comercializadores que estejam disponíveis para oferecer o regime equiparado ao das TTVCF.
- e. Relativamente à prestação de informação que é estabelecida no n.º 4, esta resulta claramente de uma das funções que foi atribuída ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). Importa assim clarificar qual a informação a prestar e a quem incumbe prestar: se ao OLMC se aos comercializadores.
- f. Ainda sobre este artigo, o CT entende que, para operacionalizar as comunicações referidas no n.º 3 e 4, deverá ser assegurado um prazo adequado para a preparação e adaptação dos sistemas quer do OLMC quer dos comercializadores.

III

RECOMENDAÇÕES

- a. O CT recomenda que os comercializadores expressem junto da ERSE quais as situações para as quais dispõem de condições de preço equiparados às TTVCF.
- b. O CT considera que compete à ERSE garantir a definição do modo de apresentação da informação, que permita a comparação entre a diversidade de ofertas em ML e as TTVCF, para tornar o mais comparáveis possível, situações de difícil comparação.
- c. Tendo como princípio a garantia de condições equitativas entre o Mercado Livre (ML) e o Mercado Regulado (MR), o CT defende:
 - c.1. A TTVCF deve permitir recuperar todos os custos utilizando pressupostos adequados relativamente aos preços da energia, dos desvios e dos custos de comercialização, com a preocupação de minimizar ajustamentos posteriores.
 - c.2. As TTVCF em BTN sejam totalmente aditivas, por opção tarifária e escalão de potência contratada, tal como o CT tem defendido desde 2002.
 - c.3. Assim sendo o atual momento é especialmente pertinente para a sua aplicação.
 - c.4. O CT recomenda equilíbrio e adequação relativamente ao conjunto de obrigações que impenderão sobre os comercializadores, por forma a não inviabilizar a disponibilização pelos mesmos, de condições de preços equiparados ao das TTVCF.
 - c.5. O CT considera também que os comercializadores em ML deverão ter a faculdade de exercer o direito de oferecer ou não o regime de preços equiparados sempre que ocorram revisões das TTVCF.
 - c.6. O CT considera que a todos os clientes que optem pelo regime de preços equiparados às TTVCF se possa aplicar de forma adaptada a regra constante do número 10, do artigo 143º da subsecção II do atual RRC.
 - c.7. O CT entende ainda que, dado o carácter transitória do disposto na Lei, as eventuais alterações regulamentares a incorporar nos RRC e RT, devam ser contidas em anexo a estes regulamentos.
 - c.8. Contratos duais e contratos com serviços adicionais
 - c.8.1. O CT considera que o direito de opção previsto no artigo 3 da proposta de portaria em apreciação deverá ter em conta a existência cada vez mais frequente no mercado livre de ofertas duais (eletricidade e gás natural) e de serviços adicionais (serviços facultativos prestados a título oneroso pelos comercializadores, associados ao fornecimento de energia elétrica, que não correspondem à prestação deste serviço público essencial).



- c.8.2. Importa, no entendimento do CT, estabelecer, clara e expressamente, os efeitos do exercício do direito de opção por um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas relativamente às situações em que exista a prestação de serviços duais ou adicionais.
- c.8.3. Para o CT a prestação deste tipo de serviços não pode constituir obstáculo ao exercício do direito de opção dos consumidores pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, previsto na lei. Nesse sentido, deverá ser explicitado, que do exercício do aludido direito, não podem resultar para os consumidores penalizações em virtude da existência de serviços duais ou adicionais, exceto a perda de eventuais benefícios associados às condições contratuais em vigor à data de exercício do direito de opção.

IV

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 15 de setembro de 2017.



◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ [\[Consulta Pública n.º 61\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁹⁴

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração do regulamento tarifário do setor elétrico*".

No período em que decorreu a elaboração do parecer foram realizadas:

- Uma apresentação das revisões regulamentares pela ERSE, nos dias 6 e 8 de junho;
- Uma audição pública no dia 22 de junho de 2017.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

O CT entende que a extensão e a complexidade da revisão regulamentar apresentada pela ERSE, que abrange todos os regulamentos do setor elétrico [Regulamento de Acesso às Redes e Interligações ([RARI](#)), Regulamento de Operação das Redes ([ROR](#)), Regulamento das Relações Comerciais([RRC](#)), Regulamento Tarifário ([RT](#)), Regulamento da Qualidade de Serviço ([RQS](#))], bem como o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural ([RQS](#)) e o respetivo Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), aconselharia a que o período de análise destes documentos por parte dos agentes do setor fosse mais lato de modo a permitir uma avaliação mais aprofundada sobre o seu impacto.

A apresentação simultânea das propostas de revisão dos diversos regulamentos do setor elétrico, RQS e respetivo MPQS num prazo mais alargado, permitiria a reflexão, estudo e ponderação mais aprofundada.

No âmbito da análise das propostas de revisão regulamentar, o CT identificou a necessidade de uma mais eficiente harmonização de alguns aspetos entre os diferentes regulamentos, que deve ser assegurada, aquando da sua consolidação final.

A. ENQUADRAMENTO DA 61.ª CONSULTA PÚBLICA

- 1) A presente proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT) surge no âmbito da 61.ª Consulta Pública promovida pela ERSE, a qual visa alterações a todos os regulamentos do setor elétrico e ao Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do gás natural (GN).
- 2) As alterações regulamentares propostas pretendem responder aos seguintes objetivos, que são apresentados pela ERSE no documento de enquadramento:
 - a) Adaptação à legislação nacional, aos códigos de rede europeus e ao processo legislativo em curso na UE, com vista à construção da União para a Energia;

²⁹⁴ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



- b) Aperfeiçoamento do quadro regulamentar para o mercado retalhista, fruto da experiência da supervisão do mercado liberalizado e da aplicação do regime sancionatório do setor energético;
 - c) Uniformização de normas transversais ao setor elétrico e ao setor do gás natural;
 - d) Promoção da inovação e da participação ativa dos consumidores;
 - e) Estabilidade do quadro regulamentar e de expectativas dos operadores, agentes do mercado e consumidores;
 - f) Clarificação e sistematização dos regulamentos da ERSE.
- 3) Relativamente à necessidade de adaptação às alterações legislativas nacionais, destacam-se a criação do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), um novo regime de garantia de potência e a extensão do período de vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais até 2020.
 - 4) Por outro lado, verifica-se a necessidade de integrar os regulamentos europeus na regulamentação nacional, nomeadamente os códigos de rede europeus.
 - 5) Relativamente à necessidade de aperfeiçoamento do quadro regulamentar, justifica a ERSE que a maturidade do mercado liberalizado trouxe novas práticas, que merecem ser enquadradas na regulamentação.
 - 6) Em virtude da proliferação de ofertas duais (propostas comerciais para fornecimentos de gás natural e de eletricidade num único contrato) a ERSE considerou que a harmonização da regulamentação da qualidade de serviço dos dois setores num único regulamento seria mais vantajosa, como tal, propondo para este efeito um RQS único para a eletricidade e para o gás natural.
 - 7) São ainda apresentadas novas propostas, que incluem alterações proporcionadas pela inovação tecnológica e que visam um impacto positivo nos consumidores, tanto no domínio tarifário (com novas opções tarifárias), como no domínio comercial, tendo em vista a consideração das vantagens potencialmente trazidas pelos contadores inteligentes, e ainda no domínio da participação da procura nos mecanismos de gestão do sistema e das redes.
 - 8) É também proposta a separação dos processos de revisão dos mecanismos de incentivo e respetivos parâmetros de regulação de proveitos das atividades reguladas, face às outras regras regulamentares da ERSE.

B. RECOMENDAÇÕES DO CT ANTERIORES À PROPOSTA DE REVISÃO DO RT

- 1) Uma vez que a revisão do RT já era antecipadamente mencionada nos pareceres do CT, cumpre recordar algumas das anteriores recomendações e sugestões, que agora relevam de especial importância.
- 2) Em primeiro lugar, considera o CT que a presente proposta de revisão do RT vai ao encontro de sugestões e recomendações efetuadas, tais como a: introdução de ciclo semanal em BTN nas RA, o alargamento do período regulatório e a introdução de tarifas dinâmicas.
- 3) A proposta de alargamento do período regulatório de três para quatro anos, com base no princípio da estabilidade do quadro regulamentar, é uma medida naturalmente bem-recebida pelo CT, uma vez que já constava de recomendações anteriores.
- 4) O CT regista, que a recomendação anteriormente efetuada, relacionada com a presente revisão regulamentar, não foi acolhida, uma vez que tinha solicitado, que a presente proposta de revisão deveria ser acompanhada ou precedida de um balanço dos últimos dois períodos regulatórios.



Entende o CT que este balanço auxiliaria o exercício de análise da fundamentação das alterações agora propostas.

- 5) No âmbito da necessidade de separação de procedimentos regulamentares, o CT tem sugerido a autonomização dos mecanismos e parâmetros num documento anexo ao RT do Setor Elétrico, o que contribuiria para um RT mais compreensível e simples de consultar, bem como simplificaria os processos de revisão dos mesmos.
- 6) O CT tem defendido, a necessidade de reavaliação da estrutura das tarifas de acesso às redes (TAR), equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.
- 7) O CT tem sustentado que o desconto da tarifa social deve incidir integralmente na potência contratada, de forma a encorajar a utilização eficiente de energia. No entanto, a presente proposta opta por um mecanismo de aplicação do desconto da tarifa social preferencialmente no termo de potência contratada, mas que pode passar a incidir também no termo de energia.
- 8) O CT tem entendido como essencial a conclusão dos processos de construção de uma estrutura tarifária totalmente aditiva e a uniformização tarifária com as RA.
- 9) Os aperfeiçoamentos e inovações tarifárias constantes da presente proposta poderiam beneficiar do processo de rollout dos contadores inteligentes. No entanto, o CT regista novamente, que a decisão de instalação destes equipamentos, no seguimento da demonstração da sua viabilidade económica, ainda não foi tomada. Assim, o CT reitera, que a ERSE diligencie, no âmbito das suas competências, uma tomada de posição sobre este assunto com a maior brevidade.
- 10) Por último o CT reitera, a recomendação anteriormente efetuada, relativa à necessidade de eliminar da fatura energética a cobrança de contribuições alheias ao Sistema Elétrico Nacional (SEN).

C. PROPOSTA DE REVISÃO DO RT

- 1) A ERSE apresenta na sua proposta de revisão do regulamento tarifário um número muito significativo de alterações e ajustamentos à estrutura tarifária, quer por iniciativa própria, quer por adequação à regulamentação europeia, quer ainda decorrentes de decisões de política energética de iniciativa do governo, conforme discriminado no ponto A.2.
- 2) Quanto à sua natureza, as alterações propostas podem agrupar-se em novas soluções propostas na sua quase totalidade inerentes a novas opções tarifárias, em alterações de carácter geral com incidência global no RT e em alterações das metodologias de determinação de custos, com impacto na estrutura tarifária.

C.1. ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA POR INCLUSÃO DE NOVAS SOLUÇÕES TARIFÁRIAS

- 1) As alterações seguidamente indicadas decorrem de estudos anteriores e de propostas apresentadas em pareceres anteriores do CT, pelo que merecem a concordância de princípio quanto à sua implementação:
 - i) Possibilidade de introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT, na sequência da implementação de 4 projetos-piloto e consequente análise benefício-custo dos resultados alcançados;
 - ii) Introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE e nas tarifas de venda a clientes finais em BTE em Portugal continental e nas Regiões Autónomas;
 - iii) Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais;



- iv) Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas;
 - v) Alteração da faturação da potência contratada para a iluminação pública com telecontagem.
- 2) As propostas de alteração a seguir elencadas merecem reservas por parte do CT:
- i) Definição de tarifas de acesso para Operadores da Rede de Distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT);
 - ii) Alteração da metodologia de remuneração da função de mudança de comercializador e sua repartição pelos diferentes níveis de tensão, por efeito da criação dum operador autónomo, designado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) de gás e eletricidade.
 - iii) Introdução de sazonalidade nas TAR e nas tarifas de venda a clientes finais em BTN, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

C.2. ALTERAÇÕES DE CARÁCTER GERAL COM INCIDÊNCIA GLOBAL NO RT

Estas alterações de melhoria global genérica da funcionalidade da estrutura tarifária merecem, pela sua natureza, desde que convenientemente implementadas, a aprovação genérica do CT:

- 1) Alteração do período de vigência do RT de 3 para 4 anos, com objetivos de maior estabilidade e previsibilidade, vigorando o próximo período regulatório de 1 de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2021;
- 2) Introdução do princípio de partilha dos ganhos e perdas entre empresas reguladas e consumidores, face aos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos;
- 3) Simplificação do RT para o tornar mais adaptável a alterações aplicáveis às fórmulas de cálculo, de modo a que não sendo viável garantir que se façam todas as alterações num dado momento temporal, a estrutura tarifária estabelecida seja suficientemente flexível para integrar as diferentes soluções previstas nas datas mais adequadas;
- 4) Auditorias elaboradas com o objetivo de que os auditores se responsabilizem de uma forma mais clara nas opiniões que emitem sobre informação económica e financeira enviada à ERSE.

C.3. ALTERAÇÃO DE METODOLOGIAS DE DETERMINAÇÃO DE CUSTOS, COM IMPACTO NA ESTRUTURA TARIFÁRIA

- 1) Este conjunto de propostas de alteração é apresentado pela ERSE na base de princípios e objetivos, pelo que o CT apenas as poderá analisar em termos conceptuais.
- 2) Assim, o CT apenas poderá avaliar o impacto tarifário destas possíveis alterações em sede da proposta de tarifas e preços e parâmetros para o próximo período regulatório, nomeadamente no que tange aos seguintes aspetos:
 - i) Aplicação de uma metodologia de aceitação de custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no continente, preferencialmente ao nível da BT;
 - ii) Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas;
 - iii) Revisão do mecanismo de incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e Tejo Energia, aplicado ao agente comercial;



- iv) Criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (MEEFVU) revisto;
- v) Alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão global do sistema com aplicação de uma metodologia do tipo *Revenue Cap* aos custos de exploração;
- vi) Aperfeiçoamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes no Continente e alargamento às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- vii) Revisão do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.

D. NOTA ADICIONAL

O CT não pode deixar de refletir alguma estranheza pelo facto de as propostas de modificação do RT identificarem empresas específicas eventualmente por comodidade de referenciação dos temas. Sendo as atividades e não as empresas que são reguladas, deveria a sua menção cumprir com as definições constantes do quadro legal em vigor, permitindo objetivar melhor o destino das medidas que se propõem.

II

ESPECIALIDADE

A. ESTRUTURA TARIFÁRIA

A.1. INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NOS PREÇOS DA ENERGIA ATIVA PARA CONSUMIDORES EM BTE

- 1) Atualmente o RT prevê que os preços de energia ativa apresentem diferenciação em períodos tarifários distintos para os níveis de tensão MAT, AT e MT, com possibilidade de diferenciação trimestral dos preços.
- 2) Para a BTE, o RT contempla a existência de 4 períodos tarifários sem qualquer diferenciação trimestral na energia ativa.
- 3) As alterações ora propostas visam introduzir diferenciação trimestral para os clientes em BTE, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.
- 4) Estas alterações terão impacto na TAR e na TTVCF em Portugal Continental e na TVCF nas Regiões Autónomas, todas para os fornecimentos em BTE.
- 5) Pretender-se-á dessa forma promover a harmonização tarifária entre as opções tarifárias em BTE e as opções tarifárias em MAT, AT e MT.
- 6) Adicionalmente, esta alteração das tarifas em BTE permitirá uma melhor aderência dos preços das tarifas aos custos causados, com o objetivo de se promover a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia elétrica.
- 7) Estas alterações merecem, desde que conveniente e gradualmente implementadas, a aprovação genérica do CT.

A.2. APERFEIÇOAMENTO DO MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TVCF NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

- 1) A partir de 2003 as TVCF das regiões autónomas dos Açores e da Madeira passaram a ser fixadas pela ERSE, em resultado da extensão das suas competências de regulação às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o continente.
- 2) À luz da legislação do setor elétrico, o princípio da convergência tarifária deve assegurar que nas regiões autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos



- consumidores no continente. Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada região autónoma, em seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.
- 3) Assim, o atual mecanismo de convergência tarifária, previsto no RT em vigor, estabelece na determinação das TVCF das RA as seguintes disposições:
 - i) As tarifas aditivas em Portugal continental (tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis no mercado retalhista) como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos;
 - ii) Que o valor a recuperar pela aplicação das TVCF de cada RA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal Continental, face às quantidades previstas em cada região autónoma.
 - 4) Atendendo a que as estruturas de consumos no continente (estejam os consumidores em mercado livre ou em mercado regulado) e as estruturas de consumos de cada RA são distintas podem obter-se diferentes preços por termo tarifário e por tipo de fornecimento, que darão origem a preços médios globais diferentes em cada região.
 - 5) Neste sentido, a proposta de RT em discussão pública, de modo a garantir uma maior harmonização entre as variações tarifárias das RA e de Portugal continental, propõe introduzir no atual mecanismo de convergência tarifária uma nova disposição que estabeleça que a determinação das TVCF das RA passem a garantir em simultâneo com a disposição (b) do ponto 3 "*uma variação tarifária harmonizada com a variação tarifária observada em Portugal continental*".
 - 6) O CT entende a preocupação da ERSE relativamente a este tema, que atendendo à sua complexidade técnica não é de fácil compreensão sobretudo por parte dos consumidores. A dicotomia entre a convergência tarifária e a convergência na variação média dos preços finais é de difícil conjugação, pelas características que cada região tem ao nível da base dos seus consumos.
 - 7) Não obstante continue a defender o princípio da convergência tarifária, o CT espera que a incorporação desta nova norma não venha a constituir um constrangimento ao processo de uniformização tarifária que se pretende alcançar em todo o território nacional.
 - 8) O CT sugere que a ERSE passe a publicar o acompanhamento das variações tarifárias reais, com o objetivo de aferir a consistência do mecanismo de convergência e a sua aderência aos dados estimados.

A.3. INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NO SEGMENTO BTN NAS TAR, TTVCF EM PORTUGAL CONTINENTAL E TVCF NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

- 1) A ERSE apresenta a proposta de introdução de diferenciação trimestral em BTN, nas TAR, TTVCF e nas TVCF; esta sazonalidade tarifária verificar-se-á nas opções bi-horária e tri-horária em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
- 2) O CT considera que a medida proposta poderá ter como efeitos positivos a promoção da eficiência na utilização da energia elétrica, permitindo uma maior aproximação à função custo associada a estas opções tarifárias.
- 3) Os consumidores que adaptarem os seus comportamentos e hábitos de consumo poderão ver proporcionadas poupanças na sua fatura.



- 4) O CT considera que existem outras prioridades e desafios relativamente às opções tarifárias com variações horárias:
 - i) Em primeiro lugar, é necessário ultrapassar a relativa inércia histórica dos consumidores em BTN na adesão às tarifas em função dos horários de utilização (nomeadamente bi-horárias e tri-horárias). Sendo atualmente a adesão dos consumidores a este tipo de tarifas da ordem dos 15%, deverá ser na procura de uma maior taxa de adesão que os ganhos para o sistema como um todo se farão sentir com maior expressão.
 - ii) A complexidade da atual opção tarifária pode dificultar a tomada de decisão por parte dos consumidores, que se poderá materializar numa menor adesão a tarifas em função dos horários de utilização.
 - iii) A simulação de opções tarifárias mais complexas requer que sejam utilizados dados reais de consumo, com periodicidade adequada.
 - iv) O CT considera que as alterações a introduzir trarão novos obstáculos aos consumidores que usufruem destas tarifas, uma vez que terão que adequar os seus perfis de consumos a alterações tarifárias trimestrais, exigindo-se assim um novo esforço por parte dos consumidores.
- 5) Assim, e dada a fraca adesão atual dos consumidores às tarifas bi-horárias e tri-horárias, o CT considera que o trabalho da ERSE deveria concentrar-se também na promoção deste tipo de tarifas junto dos consumidores, receando mesmo que a introdução da sazonalidade possa afastar os atuais clientes destas tarifas.
- 6) O CT considera também que deverá ser promovida uma menor subsidiação cruzada daquelas opções tarifárias em relação à que existe atualmente, preparando-se desta forma uma oferta futura, mais dinâmica, mas também mais próxima da real atividade de custos.
- 7) Por outro lado, e dada a falta de fundamentação da proposta, considera o CT que a presente medida apenas deveria ser posta em prática após um estudo de mercado que evidenciasse que os consumidores estão dispostos a estas alterações tarifárias e que aceitariam alterar os seus hábitos de consumo em conformidade.
- 8) O CT concorda que a aplicação de tarifas sazonais não deve ocorrer nas tarifas simples.

A.4. ESTUDO SOBRE A DISPONIBILIZAÇÃO DO CICLO SEMANAL EM BTN NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

- 1) A proposta da ERSE de introduzir o ciclo semanal nas Regiões Autónomas para fornecimentos em BTN era já uma recomendação do CT desde 2011. Assim, considera o CT pertinente que se assegure que esta proposta possa efetivar-se já no próximo ciclo regulatório.
- 2) Salienta-se neste contexto o que referiu o CT no seu anterior parecer relativamente a esta matéria:

"Esta medida contribuirá para a uniformização dos tarifários de energia elétrica, cujo início se almejava para 2003 já no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 69/2002 de 25 de março, que promoveu a extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas: "...uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da eletricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões. Importa, pois, dentro do atual quadro jurídico-constitucional adotar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de janeiro de 2003, ..."



- 3) Assim, o Conselho Tarifário considera que a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autônomas para fornecimentos em BTN, sendo uma opção tarifária de adesão voluntária, deverá verificar-se já no próximo ciclo tarifário a iniciar em 2018.

A.5. OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

Considerando a inexistência atual de uma definição regulatória, clara e inequívoca, da atividade regulada de ORD exclusivamente em BT, e observando a possibilidade da constituição futura de novos agentes do setor nesta área, o CT defende que deveria ser estruturado um quadro normativo completo para esta atividade.

A.6. TARIFA DO OLMC

- 1) Considerando os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, previstos no artigo 61º do diploma base do setor elétrico, e tendo em conta que a atividade do OLMC passa a ser executada por entidade diferente dos operadores das redes, conforme transitoriamente está definido, a criação de uma nova tarifa a introduzir no RT visa refletir de forma transparente a separação desta atividade da atividade de operação das redes.
- 2) Para que não sejam considerados em duplicado ou, noutras situações por omissão, O CT reitera o cuidado que deverá existir na separação das atividades e na identificação dos seus custos.
- 3) O CT considera essencial que o valor a recuperar através desta tarifa não seja superior ao que se verificou em média, nos últimos anos, para esta atividade.
- 4) O CT manifesta a sua preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC, e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa.
- 5) O diploma legal que aprovou o regime jurídico prevê que a tarifa do OLMC seja uma das formas de financiamento desta atividade. Neste contexto, é uma preocupação do CT saber qual é a afetação entre as diferentes formas de financiamento e os custos que se pretendem recuperar.
- 6) A ERSE, admitindo a natureza essencialmente fixa dos custos da atividade do OLMC, reconhece que a tarifa deste operador deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês). No entanto, propõe uma tarifa monómia, tendo como variável de faturação a energia ativa, considerando o CT mais adequada a recuperação destes custos através de uma componente tarifária fixa, tendo em conta a respetiva natureza.
- 7) Por outro lado, relativamente à tarifa de OLMC não é perceptível nesta proposta o fluxo das receitas entre o ORD e o OLMC, uma vez que não se identifica uma tarifa a aplicar pelo OLMC ao ORD, solicitando-se a sua clarificação.

A.7. APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS (TS)

- 1) A proposta da ERSE prevê o alargamento da aplicação do mecanismo de mitigação das variações tarifárias já existente no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CUR ao cálculo das TS, com o objetivo de mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário na tarifa social de acesso às redes e na TS de venda a clientes finais.
- 2) Nestas circunstâncias, o desconto será determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente na TS de venda a clientes finais dos CUR e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada, de modo a promover-se a utilização racional de energia.
- 3) O CT recorda que este mecanismo de mitigação das variações da TS considerado na atual proposta de alteração regulamentar, já tinha sido aplicado nas tarifas de 2017, como referido pela ERSE no



documento das tarifas deste ano: "*Todavia, à semelhança das tarifas transitórias de venda a clientes finais e de modo a proteger os interesses dos consumidores no que respeita a variações tarifárias diferenciadas é aplicado um mecanismo de limitação de impactes tarifários, não se permitindo que qualquer preço das tarifas sociais de venda a clientes finais do CUR aumentem mais do que 1,7%. Esta opção é assegurada tendo em consideração que a variação média das tarifas sociais de venda a clientes finais é de 1,2%*".

- 4) O CT considera que o mecanismo proposto (o termo preferencialmente utilizado no artigo 40.º do RT) não vem potenciar a possibilidade do desconto da TS ser aplicado a 100% no termo de potência contratada, situação que se considera, como já foi transmitido anteriormente, não ser aceitável tendo em vista a promoção da utilização eficiente da energia através do sinal de preço da energia elétrica.
- 5) A este respeito refere-se ainda que a aplicação de um desconto no termo de energia não seria necessária se a componente de potência contratada tivesse o valor adequado inerente ao alinhamento correto da estrutura das receitas das tarifas com os custos do sistema.
- 6) Com efeito, o peso da componente de potência contratada das tarifas de acesso em BTN, tal como anteriormente mencionado, representa apenas 25% do total das receitas da tarifa de acesso deste nível de tensão. Sendo a estrutura de custos dos acessos essencialmente fixa, não parece justificável o peso reduzido da componente de potência contratada das tarifas de acesso.

Neste contexto, o CT propõe a retirada do termo "preferencialmente" utilizado no artigo 40.º do RT (Tarifa social) bem como do mecanismo de limitação de variação do preço da potência contratada.

A.8. ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA COM TELECONTAGEM

- 1) Sobre esta proposta de alteração da ERSE e considerando que:
 - i) A quase totalidade das instalações de IP se encontram dotadas de contadores com telecontagem;
 - ii) Ao ser fixada anualmente, a potência contratada não permite incorporar os ganhos resultantes da adoção crescente de novas tecnologias mais eficientes, como é o caso das armaduras led, as quais resultam em menor potência instalada por armadura de IP e em menor consumo.
- 2) O CT considera que:
 - i) A potência contratada em IP, em todos os circuitos que disponham de telecontagem, deve ser calculada pelo valor da potência tomada no período de faturação;
 - ii) Nas instalações de IP, com potência contratada em BTN, o valor da potência a faturar deve ser a do escalão que integra a potência tomada no período.

B. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

B.1. ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS

- 1) A ERSE propõe aumentar a duração dos períodos regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão de parâmetros da BT ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada pela ERSE prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas.
- 2) A revisão dos parâmetros ao final de dois anos para a atividade de BT é justificada pela:
 - a) No caso da atividade de distribuição de energia elétrica:
 - i) Introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros;



- ii) Renovação das concessões em BT.
- b) No caso da atividade de comercialização de energia elétrica:
 - i) Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do "phasing out" da atividade de comercialização de energia elétrica
- 3) O CT concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos.
- 4) Contudo o CT considera que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação da BT e do CUR ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos de estabilidade e previsibilidade associados ao prolongamento da duração do período de regulação, acrescentando assim um risco regulatório.
- 5) Neste sentido o CT sugere a manutenção da regulação na BT e só introduzir as alterações convenientes numa eventual revisão extraordinária aquando da definição do quadro regulatório das novas concessões, englobando a duração e o tipo de regulação das atividades reguladas.

B.2. SUBSTITUIÇÃO DO MECANISMO DE MONITORIZAÇÃO DAS TAXAS DE RENTABILIDADE

- 1) Em 26 de junho de 2014, no âmbito da [Consulta Pública n.º 48](#), sobre a revisão regulamentar do setor elétrico, a ERSE incluiu no RT a proposta de um mecanismo de controlo *ex-post* da rentabilidade dos ativos pretendendo com esta metodologia controlar parcialmente os impactes na rentabilidade das atividades com características de concessões de serviço público decorrentes de efeitos com ou sem natureza regulatória.
- 2) O CT, no seu [parecer](#) a esta revisão do RT em 2014, manifestou na altura preocupações com a introdução deste mecanismo, designadamente:
 - a) por conter um ponderador não fundamentado economicamente;
 - b) por a proposta ser omissa relativamente ao modo de implementação do mecanismo, remetendo para subregulamentação a definição e apreciação dos impactos da proposta;
 - c) pela incerteza associada quanto aos eventuais ganhos ou perdas das empresas a transferir para os consumidores;
 - d) por considerar complexa a operacionalização do mecanismo no que respeita à informação a tratar e a sua compatibilização com os prazos que as empresas dispõem para cumprir as suas obrigações contabilísticas.
- 3) O CT propôs na altura que a ERSE desconsiderasse a introdução do mecanismo até ser realizado um balanço do modelo de forma mais objetiva.
- 4) A ERSE, nos seus comentários ao parecer do CT justificou a introdução do mecanismo, mas optou por não o aplicar integralmente (tendo proposto um ponderador igual a zero), restringindo-o à monitorização da rentabilidade efetiva da empresa face à rentabilidade subjacente ao custo de capital definido para o período regulatório.
- 5) No âmbito da consulta pública em curso e com a nova proposta de revisão regulamentar do RT do Setor Elétrico, a ERSE propõe retirar o mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade, substituindo-o pela introdução de um princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas.
- 6) O CT regista como positiva a introdução de um princípio geral de partilha dos ganhos/perdas entre empresas e consumidores e a sua contribuição para uma maior sujeição dos proveitos permitidos



pelas empresas ao seu desempenho em diversas áreas (eficiência dos custos operacionais, planeamento e gestão otimizadas das infraestruturas, qualidade de serviço técnica e comercial, soluções tecnologicamente inovadoras,...) no sentido de alcançarem os objetivos que lhes foram previamente estabelecidos pelo regulador.

- 7) Adicionalmente, o CT considera que este princípio contribui para o aumento da confiança não só dos consumidores, como de todos os *stakeholders* do SEN, na medida em que os proveitos permitidos das empresas estarão, por um lado, acoplados à promoção do seu desempenho mais eficiente, mas também ao princípio de partilha de ganhos/perdas entre consumidores e empresas, aproximando assim os proveitos permitidos aos custos reais verificados.
- 8) No entanto, o CT considera que a partilha de ganhos/perdas entre empresas e consumidores deverá ser mais bem definida, designadamente quanto aos critérios de repartição e ao seu modo de aplicação.
- 9) O CT considera ainda que, paralelamente à introdução deste princípio, a ERSE deve continuar a privilegiar a regulação por incentivos, na medida em que esta forma de regulação tem demonstrado resultados positivos visíveis quer na diminuição dos custos das atividades reguladas, quer na melhoria da qualidade de serviço.

B.3. AUDITORIAS

- 1) As empresas reguladas devem apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, os relatórios das contas reguladas referentes ao ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria, entidade independente, comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no RT e nas normas e metodologias complementares.
- 2) O CT reconhece a importância da certificação das contas reguladas por uma entidade externa independente a qual permite comprovar que a informação enviada se encontra de acordo com o estabelecido no RT e metodologias complementares.
- 3) O CT sugere que a ERSE assegure a aplicabilidade do proposto no n.º 2 do art.º 15.º-A, face às boas práticas das regras de auditoria em vigor no mercado.

B.4. REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE

- 1) O CT reconhece a necessidade do papel específico de gestão dos CAE ainda em vigor, tendo em conta as exigências no quadro do MIBEL pelo facto destas centrais não se terem associado em 2007 aos acordos de cessação dos CAE e por isso não aderiram aos CMEC. Estes CAE da Turbogás e da Tejo Energia mantêm-se assim inalterados desde o momento da sua génese nos anos noventa.
- 2) O CAE da Turbogás, unidade que opera com gás natural, está sujeito a um contrato de *Take-or-pay*, o qual obriga esta central a consumir um mínimo de gás estabelecido no contrato de abastecimento, em linha com a prática comercial que existia à data em que foram assinados.
- 3) A ERSE tem acompanhado as negociações entre a REN Trading e a Galp sobre os consumos mínimos de gás natural estipulados pelos acordos de gestão do consumo, que têm resultado em revisões em baixa e/ou na sua flexibilização.
- 4) Segundo a ERSE, está correntemente a ser avaliada a possibilidade e viabilidade da REN Trading vir a gerir as quantidades de gás natural, para além da sua utilização em exclusivo na central da Turbogás para produção de eletricidade.
- 5) O CT regista que a ERSE apresenta esta hipótese em consulta pública enquanto está a decorrer o referido estudo o qual se irá pronunciar sobre:



- i) A validação de eventuais condicionantes jurídicas tendo em conta o contexto em que a REN Trading exerce a sua atividade;
 - ii) Elementos mais objetivos sobre a viabilidade, circunstâncias e riscos para o seu exercício e para o SEN, nomeadamente sobre a gestão de risco de mercado do GN.
- 6) Em síntese, o CT está de acordo que se procure rentabilizar as receitas que possam advir das obrigações fixadas de consumos de gás natural associados aos contratos - "take-or-pay"-, através nomeadamente de uma nova atividade comercial por parte do agente comercial.
 - 7) Assim, para além da ERSE acautelar devidamente a compatibilidade desta nova atividade face aos estatutos atuais da REN Trading, devem ser definidas, com clareza, as suas obrigações e responsabilidades, emergentes da exposição ao mercado de gás natural.
 - 8) O CT entende ser aconselhável manter uma filosofia de regulação baseada em metas e incentivos partilhados, aguardando as conclusões do estudo que se encontra atualmente em curso.

B.5. INCENTIVOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

- 1) É apresentada uma proposta genérica de criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (MEEFVU).
- 2) Desde 2009 que o operador da rede de transporte é sujeito a metodologias de regulação por incentivos, com vista à promoção de maior eficiência nos custos de investimento e nos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios.
- 3) O CT regista a avaliação da ERSE sobre o efeito positivo do regime de incentivos em vigor nos custos e montante de ativos associados à atividade de transporte de energia.
- 4) Constata a ERSE que a partir de 2015, o valor das amortizações do exercício aproximou-se do valor do imobilizado transferido anualmente para exploração, resultando em alterações pouco significativas do imobilizado líquido remunerado.
- 5) Da mesma forma, a ERSE refere que para o atual nível de investimento na rede de transporte, existe uma redução do impacte das transferências para exploração na evolução do imobilizado líquido, reconhecendo-se o papel positivo do incentivo MEEFVU na contenção dos montantes de investimento desde a sua criação.
- 6) O CT regista positivamente os efeitos do quadro de incentivos em vigor e os resultados já obtidos em particular no nível de investimento, ficando na expectativa de uma melhor concretização e justificação do incentivo agora proposto para enquadrar o regime de investimento futuro em substituição de ativos e reforço ou crescimento da rede.
- 7) O CT reconhece como positivo o reforço do quadro de regulação por incentivos aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema e a sua concretização, incentivando a minimização do montante líquido do ativo em exploração.
- 8) Este objetivo será refletido, segundo a proposta da ERSE, na otimização da relação entre o valor do imobilizado bruto em exploração e do imobilizado líquido da rede de transporte. O CT reforça que esta otimização deverá, contudo, permitir o cumprimento das obrigações da concessão de serviço público atribuídas ao operador, assegurando as condições de segurança da rede e a qualidade de serviço que vier a ser determinada.

B.6. REVISÃO DO MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA



- 1) O CT regista o efeito positivo que o mecanismo de custos de referência em vigor tem tido na eficiência dos custos de investimento do operador da rede de transporte, pelo que considera positiva a sua manutenção e identificação autónoma na base de ativos com ou sem incentivo, como proposto pela ERSE.
- 2) O CT reconhece que estando o mecanismo de custos de referência na rede de transporte em funcionamento desde 2009, a sua atualização e eventual revisão é positiva, em particular porque constitui um conjunto de custos normalizados que são ferramenta fundamental na avaliação dos custos de investimento e no enquadramento de valorização dos investimentos futuros.
- 3) O quadro rígido em que este mecanismo acabou por ser desenvolvido e a sua perspetiva histórica, limitam, contudo, a sua utilização num quadro em que a inovação deve ser igualmente incentivada. Assim o CT recomenda que com a revisão do mecanismo de custos de referência seja explicitamente incorporado um mecanismo complementar para acomodar alterações positivas e ações inovadoras que se pretendem incentivar.

B.7. ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

- 1) Na atividade de gestão global do sistema, os custos de exploração não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência devido à sua natureza e criticidade, não sendo igualmente um contributo de peso no SEN.
- 2) Os motivos que conduzem agora ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Gestão Global do Sistema decorrem segundo a ERSE do facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial regulado, cujas restantes atividades são sujeitas à aplicação de metas de eficiência, considerando que existe um risco de custos de umas atividades serem assimilados por outras.
- 3) A ERSE propõe a aplicação de uma regulação do tipo *revenue cap* aos custos de exploração que resultam da faturação entre empresas do mesmo grupo empresarial associados à atividade de gestão global do sistema. A repartição destes custos, por atividade, resulta de critérios pré-definidos, auditáveis e aceites pela ERSE desde 1999.
- 4) O CT sublinha ainda que o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de gestão global do sistema caso ocorra deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. O caráter abrangente e casuístico desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando, por isso, a associação dos custos da atividade a uma estrutura fixa.

B.8. MODELO DE REGULAÇÃO, TOTEX, NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT NO CONTINENTE

Sem prejuízo do entendimento explicitado no ponto B1 da Especialidade, o CT considera que a ERSE deve ter em conta as seguintes observações ao definir o novo quadro regulatório para a BT:

- 1) A ERSE propõe aplicar uma metodologia de regulação económica por incentivos no TOTEX para a atividade de distribuição de energia em BT, *"que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Os custos considerados não controláveis pelas empresas, tais como as rendas de concessão, não fazem parte da base de custos."*
- 2) Refere ainda a ERSE que *"uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento"*.
- 3) O CT considera que apesar de compreender os argumentos da ERSE, o timing de aplicação desta metodologia não parece o ideal, uma vez que surge numa altura em que o investimento em BT está a aumentar (devido à instalação de contadores inteligentes e à instalação da tecnologia Led na



iluminação pública), enquanto o investimento em AT/MT está a diminuir, perspetivando-se uma evolução estável do investimento total.

- 4) Contudo, sugerem-se duas medidas que pretendem endereçar as particularidades identificadas:
 - i) Excluir do TOTEX os investimentos relacionados com a instalação de contadores inteligentes e instalação da tecnologia Led na iluminação pública, enquadrando-os num programa autónomo;
 - ii) Excluir do TOTEX a base de ativos históricos da empresa, limitando-se a aplicação deste modelo aos novos investimentos (com o objetivo de evitar regulação retroativa para investimentos já realizados).
- 5) Por último, o CT gostaria ainda de realçar que a implementação deste modelo tem inerente um ajuste ao custo de capital da atividade em conformidade com a exposição a indutores.

B.9. INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E REGIÕES AUTÓNOMAS

- 1) O CT regista que o incentivo à inovação não tem grande significado económico e, é dotado de formulação e monitorização "complexa".
- 2) Assim, as simplificações consideradas na proposta de RT são, sem dúvida, positivas.
- 3) O CT admite como vantajoso que se simplifique ainda mais o incentivo de forma a potenciar a inovação nos ORD com ganhos para consumidores e empresas.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 3 de julho de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço** ◆ [\[Consulta Pública n.º 61\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁹⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário a "*Proposta de alteração do regulamento da qualidade de serviço do sector elétrico*" e a "*Proposta de alteração do manual de procedimentos da qualidade de serviço*" (MPQS).

No período em que decorreu a elaboração do parecer foram realizadas:

- Uma apresentação pela ERSE das revisões regulamentares, nos dias 6 e 8 de junho;
- Uma audiência Pública no dia 22 de junho de 2017.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. ENQUADRAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

- 1) A qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores de eletricidade aos clientes envolve assuntos como cortes de energia elétrica, a qualidade da energia fornecida ou a qualidade da interação com os clientes.
- 2) A qualidade de serviço divide-se em:
 - a) Qualidade de serviço técnica, que inclui a continuidade de serviço e a qualidade da energia elétrica
 - b) Qualidade de serviço comercial
- 3) A regulação da qualidade de serviço é definida através do Regulamento da Qualidade de Serviço ([RQS](#)) e do Regulamento Tarifário ([RT](#)).
- 4) O RQS estabelece regras que definem, e procuram garantir, um nível mínimo da qualidade de serviço prestada aos clientes, nomeadamente através de disposições relativas a:
 - a) Competências, responsabilidades e obrigações das entidades envolvidas
 - b) Indicadores e padrões de qualidade de serviço
 - c) Compensações a pagar quando os indicadores individuais não são cumpridos
 - d) Clientes com necessidades especiais e clientes prioritários
- 5) O RT define um incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado pelo operador das redes de alta e média tensão.

²⁹⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



A.1. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

A qualidade de serviço de natureza técnica no setor elétrico é caracterizada de acordo com os seguintes aspetos:

- 1) CONTINUIDADE DE SERVIÇO - associada à fiabilidade do fornecimento da energia elétrica, sendo avaliada através do número e duração das interrupções de fornecimento.
 - a) A continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que se verifica a interrupção de fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede, sejam clientes ou ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição. Estas interrupções de fornecimento podem ser do tipo previsto ou accidental.
 - b) No RQS estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções, bem como ao seu impacto.
 - c) Os indicadores de continuidade de serviço são gerais se se referirem à totalidade de um sistema, a um conjunto de clientes ou a uma zona geográfica.

| Indicador Geral | Aplicação | | | |
|--|------------|--------------|----|----|
| | Transporte | Distribuição | | |
| | | AT(*) | MT | BT |
| ENF (energia não fornecida) | ✓ | | | |
| TIE (tempo de interrupção equivalente) | ✓ | | | |
| END (energia não distribuída) | | | ✓ | |
| TIEPI (tempo de interrupção equivalente da potência instalada) | | | ✓ | |
| SAIFI (frequência média de interrupções longas) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| SAIDI (duração média das interrupções longas) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| SARI (tempo médio de reposição de serviço do sistema) | ✓ | | | |
| MAIFI (frequência média de interrupções breves) | ✓ | ✓ | ✓ | |

(*) apenas se aplica às redes de AT de Portugal continental.

- d) Os indicadores individuais que caracterizam e avaliam a continuidade de serviço em cada um dos pontos de entrega são os seguintes:
 - i) Frequência das interrupções: número acumulado de interrupções sentidas na instalação de cada cliente em cada ano.
 - ii) Duração total das interrupções: duração acumulada das interrupções sentidas na instalação de cada cliente em cada ano.
- 2) QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - associada às características da forma da onda da tensão alternada, através da evolução dos seus valores de frequência, amplitude, distorção harmónica, desequilíbrio e outros.
 - a) Os consumidores de energia elétrica fornecidos a partir das redes de transporte e de distribuição têm à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo, em condições normais de exploração. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe



um conjunto de fatores indutores de alterações nas características nominais da onda de tensão e que, conseqüentemente, afetam o normal funcionamento de instalações e equipamentos e impactam no seu tempo de vida útil.

- b) Os fenômenos responsáveis pelas alterações às características nominais da onda de tensão podem ter origem na própria rede, nos produtores de energia, em instalações de clientes (tipicamente clientes industriais) e ainda nas interligações com outras redes.
- c) A melhoria da qualidade da onda de tensão implica custos que, a partir de um determinado nível, se configuram desproporcionados para a generalidade dos consumidores. Assim, não é economicamente viável conceber uma rede totalmente isenta de perturbações da onda de tensão.
- d) Neste sentido, tem-se fomentado em Portugal uma filosofia de partilha de responsabilidade entre os operadores das redes e os clientes mais sensíveis às variações da qualidade da onda de tensão: os operadores são responsáveis por um nível de qualidade que satisfaça a generalidade dos clientes e os clientes mais sensíveis à qualidade da onda de tensão são responsáveis por imunizar as suas próprias instalações.
- e) Com o objetivo de verificar se a qualidade da onda de tensão nos pontos de entrega respeita os limites estabelecidos, os operadores das redes de transporte e de distribuição devem monitorizar as seguintes características da tensão:
 - ✓ Frequência;
 - ✓ Valor eficaz da tensão;
 - ✓ Cavas de tensão;
 - ✓ Sobretensões (swells);
 - ✓ Tremulação (flicker);
 - ✓ Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
 - ✓ Distorção harmónica.

A.2. QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial prestada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores aos clientes abrange uma série de temas como a rapidez de atendimento, a resposta a solicitações diversas, a leitura de contadores ou a avaliação da satisfação dos clientes.

1) INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

Para avaliar a qualidade de serviço comercial são utilizados dois tipos de indicadores ou medidas: gerais e individuais, definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

a) INDICADORES GERAIS

Os indicadores gerais procuram caracterizar o desempenho das empresas para o conjunto dos seus clientes. Podem ser definidos níveis mínimos de qualidade (padrões) para cada indicador geral, por exemplo: pelo menos 85% dos atendimentos telefónicos para comunicação de avarias devem ter um tempo de espera não superior a 60 segundos.

b) INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais garantem a cada cliente um nível mínimo (padrão) de qualidade de serviço, para os temas a que se aplicarem. Se a empresa não cumprir o nível mínimo deverá pagar



uma compensação ao cliente. Em alguns temas, se o cliente não cumprir deverá pagar uma compensação à empresa.

A.3. GRUPO DE ACOMPANHAMENTO DO RQS

- a) O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, em vigor desde 1 de janeiro de 2014, estabelece no artigo 69.º a constituição do Grupo de Acompanhamento do RQS.
- b) O objetivo fundamental deste grupo é contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço.
- c) Este grupo tem como competências:
 - ✓ O acompanhamento das disposições estabelecidas no RQS e nas normas complementares, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço;
 - ✓ A recolha de contributos para futuros processos de revisão regulamentar;
 - ✓ A harmonização das práticas adotadas pelas diferentes entidades.

B. RECOMENDAÇÕES DO CT E DO GRUPO DE TRABALHO

- a) A qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas RA, nas vertentes técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e comercial, constitui um instrumento essencial do modelo de regulação vigente, assente na proteção e promoção dos direitos e interesses dos consumidores.
- b) A atual proposta visa primordialmente responder a uma necessidade de harmonização de regulamentação da QS, criada pela crescente oferta dual no mercado.
- c) Naturalmente, que existem matérias que permitem a sua harmonização, tais como o atendimento presencial ou a resposta a reclamações, mas deve ser separado e regulado autonomamente a matéria respeitante às características específicas da qualidade de serviço técnica de cada setor.
- d) No último relatório de Qualidade de Serviço publicado pela ERSE, referente ao ano de 2015, e ressalvando-se que até ao presente momento se desconhece a avaliação da qualidade de serviço referente a 2016, é apresentada uma melhoria a todos os níveis, nomeadamente a continuidade de serviço - diminuição de frequência e de duração de interrupções - qualidade de energia (onda de tensão), e até uma melhoria relativamente a cavas ou quebras de tensão.
- e) Dado que nos últimos anos se tem assistido a melhorias sucessivas da QS, o CT tem alertado para a natureza finita deste progresso, tendo recomendado anteriormente, que os progressos cada vez mais difíceis deverão ser mais bem premiados. Por outro lado, deveriam ser premiadas apenas as melhorias resultantes de causas estruturais, deixando de fora desta análise as alterações de desempenho que advenham da menor ocorrência de causas fortuitas.
- f) Constata o CT que a presente proposta procura responder a uma das conclusões das reuniões do Grupo de Acompanhamento da QS, que respeita à criação de ilhas de qualidade de serviço no âmbito da iniciativa Selo Qualidade e+.
- g) Outra das situações que foi objeto de análise no grupo de acompanhamento da qualidade de serviço, respeita aos parâmetros da qualidade de serviço, tendo a ERSE Solicitado estudos nesta matéria, aguardando-se que sejam tomadas as medidas de enquadramento que decorrem das conclusões desses estudos, com os ajustes dos respetivos procedimentos que se revelarem necessários.
- h) No que respeita à qualidade de serviço comercial, mais concretamente aos indicadores gerais verificou-se, na globalidade, a continuação de um bom desempenho, sendo que, relativamente aos indicadores individuais, no segundo ano de alargamento de obrigações aos comercializadores verifica-



se uma melhoria no desempenho e reporte das empresas face a 2014, registando-se, porém, um elevado número de incumprimentos e pagamentos tardios ou falta de pagamento das compensações devidas.

- i) De notar que o Relatório da QS referente ao ano de 2016 ainda não foi publicado, pelo que, tendo em consideração que 2014 foi o primeiro ano em que se concretizaram alterações significativas nos critérios de análise aos indicadores da qualidade de serviço comercial, não é possível, na maior parte das matérias, fazer uma comparação histórica com anos anteriores.
- j) Assim, o CT recebe com agrado as alterações que visam reforçar e corrigir as irregularidades detetadas na avaliação da QS, e que revelam uma continuada preocupação da ERSE relativamente a esta matéria.

C. OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR (OLMC)

- a) Nos termos Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que alocou as responsabilidades da gestão do processo de mudança de comercializador à ADENE, quer para o SEN, quer para o SNGN, a ERSE deve "*elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação*".
- b) A ERSE deverá, nos termos das suas competências, monitorizar as alterações que estão em curso relativamente à atividade e constituição de OLMC, tendo em conta o vasto conjunto de funções que foram atribuídos a este operador, nos termos do Art.º 3º do mesmo diploma, e que podem impactar direta ou indiretamente com a atual proposta de RQS.
- c) Dada a relevância desta alteração legislativa e a necessidade de garantir uma transição adequada do modelo atual, em que estes serviços são prestados pela REN-Gasodutos (SNGN) e EDP-Distribuição (SEN), o CT sugere à ERSE avançar com as necessárias propostas quanto ao *modus operandi*, que deveriam ser objeto de consulta pública, de modo a permitir o cumprimento dos calendários desejados.
- d) O CT alerta também para a necessidade da atividade de OLMC não vir a ser disruptiva quanto à forma e conteúdo da informação relativa à mudança dos clientes em mercado, tendo em conta os elevados custos que poderão existir se as opções tomadas em matéria de fluxos de informação forem substancialmente diferentes das atuais.
- e) Relativamente ao conjunto de novas atividades que o OLMC irá desempenhar, o CT recomenda que seja garantido um período de adaptação a todos os agentes, que necessitem de interagir com o OLMC de forma automática através de sistemas de informação, sob pena dos aspetos relevantes da qualidade do serviço comercial não serem integralmente cumpridos.
- f) Recomenda também o CT, e tendo em conta o acima exposto, que o tema da mudança de comercializador continue a ser aprofundado no RQS, uma vez que a monitorização desta atividade é fundamental.

D. RQS COMUM AOS SSE E SGN

- a) Tendo em conta a evolução que se tem verificado quer no mercado elétrico quer no mercado de gás natural e a constatação de que as ofertas no mercado liberalizado tendem a ser duais com maior frequência, é aceitável que para serviços semelhantes sejam definidos, para todos os agentes envolvidos, direitos e obrigações alinhados com esta realidade.
- b) Acresce que, a opção veiculada pela ERSE de unificar num único instrumento jurídico os princípios e normas que devem enquadrar a qualidade de serviço da eletricidade e do gás natural, promove uma maior acessibilidade por parte de todos os agentes interessados ao quadro normativo aplicável, e nessa medida o CT valoriza esta opção.



- c) No entanto, sem prejuízo dos pontos anteriores, considera o CT que a ERSE deverá procurar uma melhor sistematização do documento, no sentido de lhe conferir uma maior coerência e objetividade, nomeadamente estabelecendo um capítulo geral aplicável a ambos os setores, capítulos dedicados a cada um dos setores com as respetivas especificidades e um capítulo final com as disposições finais e transitórias.
- d) Observadas estas considerações e sugestões, o CT entende que o enquadramento normativo aplicável à qualidade de serviço nestes setores, fica mais robusto e adequado face aos interesses em presença.

II

ESPECIALIDADE

A QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DAS REDES

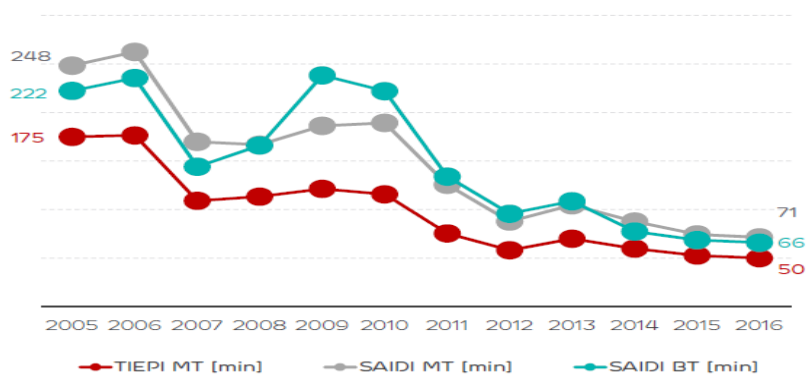
A.1. QUALIDADE DE SERVIÇO NA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

- a) O CT regista a boa qualidade de serviço da rede de transporte cuja avaliação se encontra suportada na monitorização em permanência em todos os seus pontos de entrega. Conforme refere a ERSE no Relatório de QS de 2015, "o reduzido número de interrupções que se tem registado nos PdE da rede de transporte é demonstrativo do nível de fiabilidade desta rede"
- b) A natural degradação dos equipamentos, considerando que uma parte significativa do equipamento está em fim de vida útil, e o esforço de minimização de custos de manutenção deve ser ponderado no quadro das medidas adotadas pela ERSE de forma a não comprometer os níveis atuais de QS.

A.2. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTUGAL CONTINENTAL

Na observação que tem mantido sobre a qualidade de serviço prestado pelas empresas reguladas o CT tem, em diversos momentos e em vários pareceres, manifestado a sua congratulação pela evolução muito positiva que tem sido conseguida ao longo dos anos no âmbito da qualidade de serviço técnico.

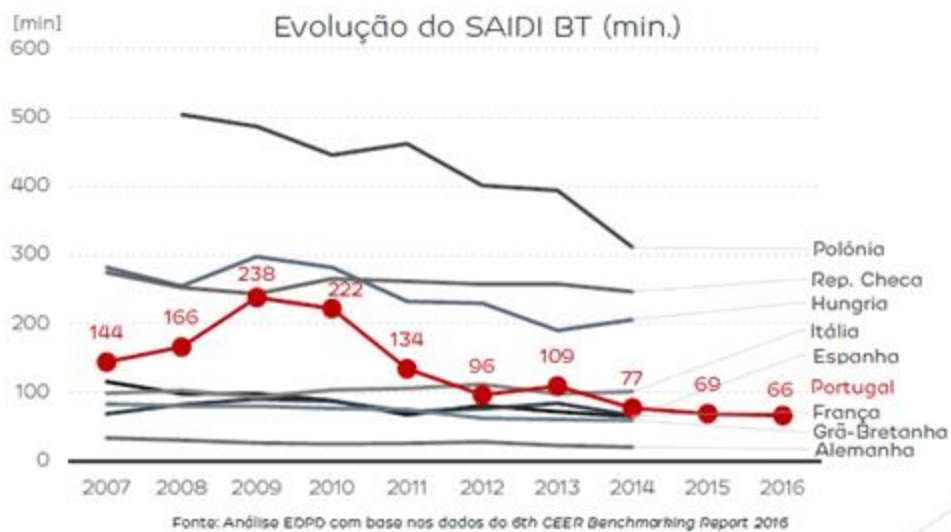
- a) Nos gráficos que a seguir se apresentam espelha-se a evolução dos principais indicadores da qualidade de serviço técnico: TIE, SAIDI (MT e BT) e SAIFI (MT e BT).



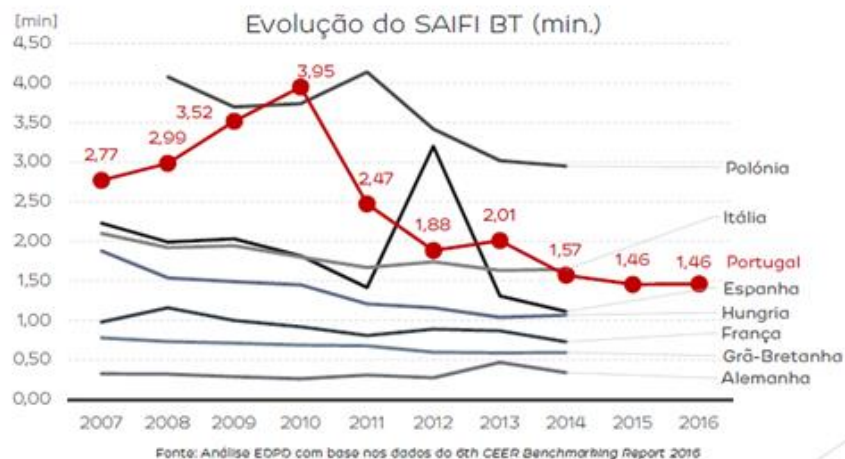


Fonte: Análise EDPD com base nos dados do 6th CEER Benchmarking Report 2016

- b) Assinala-se que os 50 minutos de TIE registados no final de 2016 é o mais baixo valor de sempre deste indicador.
- c) Observada esta envolvente, o CT procurou relevar a evolução dos principais padrões da qualidade de serviço técnica, em consonância com os *benchmarks* disponíveis, de forma a melhor aquilatar da realidade nacional em relação a outros países europeus.



Fonte: Análise EDPD com base nos dados do 6th CEER Benchmarking Report 2016

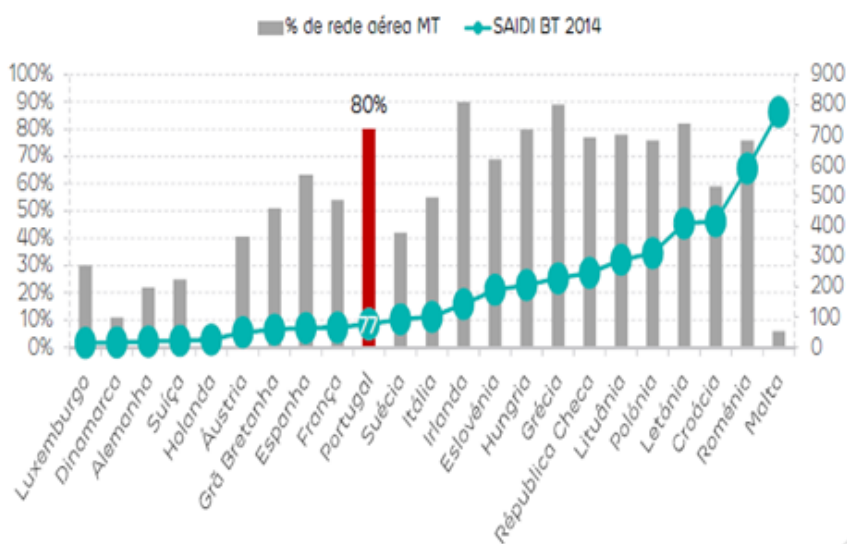


Fonte: Análise EDPD com base nos dados do 6th CEER Benchmarking Report 2016



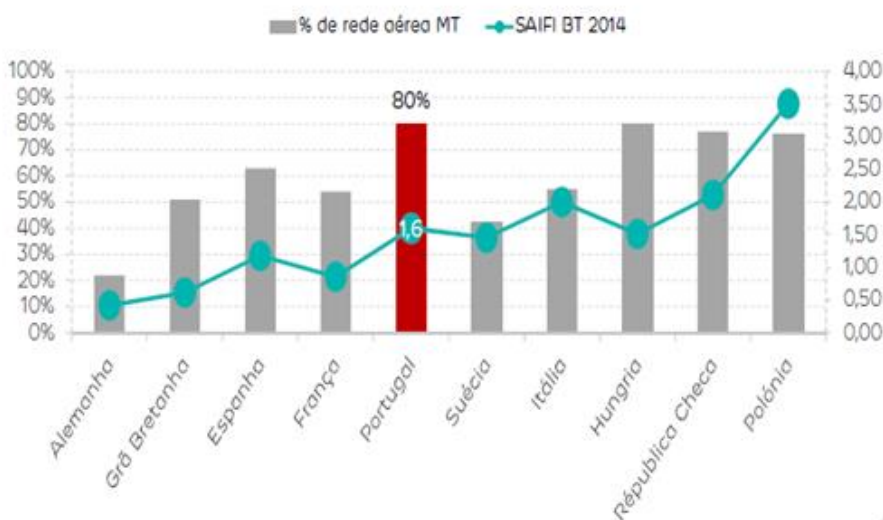
- d) Em todos os indicadores, o desempenho das redes de distribuição tem tido uma evolução muito positiva ao longo dos anos, em particular após 2010, o que ajuda a confirmar o acerto dos investimentos efetuados em novas infraestruturas e em automação, que são apresentados nos sucessivos PDIRD.
- e) Na observação do desempenho das redes de distribuição deve ainda ser tida em conta a tipologia destas. O facto de as redes subterrâneas estarem menos sujeitas às intempéries bem como à intervenção de outros agentes externos é um fator potenciador de uma melhor qualidade de serviço. Não obstante, a sua utilização, por serem substantivamente mais onerosas que as redes aéreas para idênticos valor de tensão e de potência, deve obedecer a critérios de racionalidade no investimento.
- f) Nos gráficos a seguir apresentados consta a relação percentual de redes aéreas e redes subterrâneas, constatando-se o bom desempenho das redes de distribuição no território continental, pese embora a baixa percentagem de penetração de rede subterrânea (cerca de 20%).

► Percentagem de rede aérea MT vs. SAIDI BT [min] – ano 2014*





► Percentagem de rede aérea MT vs. SAIFI BT [nº] – ano 2014*



Fonte: Análise EDPD com base nos dados do 6th CEER Benchmarking Report 2016

*Todos os valores da percentagem de rede aérea MT são referentes a 2014. Exceções: Alemanha (2013)

- g) Nas suas áreas de concessão, os Operadores da Rede de Distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT) têm apresentado bons indicadores de qualidade de serviço técnica e comercial, revelando um esforço de melhoria continuada de todos os indicadores.

A.3. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA NAS REDES DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

- a) O CT considera que, nas Regiões Autónomas, a evolução apresentada nos últimos anos ao nível da continuidade de serviço é, também, positiva.
- b) No que respeita aos sistemas desta Regiões, é necessário considerar que se tratam de sistemas isolados, com diversas vicissitudes e onde as interrupções com origem na produção têm consequências diretas ao nível da continuidade de serviço percebida pelos clientes. Estas interrupções são também consideradas para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço e, com o atual RQS, passaram também a ser consideradas para efeitos de comparação com os padrões.
- c) O CT considera que, nas Regiões Autónomas, a evolução apresentada nos últimos anos ao nível da continuidade de serviço é positiva, embora se verifique espaço para elevar a qualidade de serviço prestada ao nível das redes.

B NOVAS MEDIDAS REGULAMENTARES

- a) O recente PDIRD, que mereceu apreciação favorável dos órgãos consultivos da ERSE, foi sujeito a uma redução do valor global do investimento na sequência de recomendação da ERSE que admitiu a possibilidade de poder ocorrer alguma degradação nas zonas de melhor qualidade de serviço e algum aumento de risco pelo prolongamento da vida útil de ativos das redes.
- b) O CT entende que esta decisão não pode ser dissociada da futura fixação de padrões bem como da reformulação das zonas de qualidade de serviço, que se aguardam para breve.
- c) A proposta de RQS em discussão pública introduz uma nova compensação associada ao não cumprimento do prazo para ligações às redes de distribuição.



- d) Tendo o CT conhecimento, através da ERSE, da inexistência de litigância significativa neste domínio, pode admitir que esta alteração se prenda com a vontade regulatória de definir compensações em todos os domínios da atividade técnica-comercial dos ORD.
- e) Não obstante, e tendo a ERSE poderes e meios de análise em caso de eventual litigância, o CT não considera completamente fundamentada a introdução desta compensação, pelo que aconselha que a mesma seja reponderada.
- f) Também no âmbito das ligações às redes, o CT tomou conhecimento de propostas que considera não garantirem efeitos negativos nas tarifas a pagar por todos os consumidores.
- g) No que respeita à ligação de produtores, das alterações preconizadas subsiste a dúvida da manutenção das normas padrão, as quais garantem que outros custos inerentes à ligação de produtores são a estes cometidos.
- h) Sobre a ligação de clientes de MT com potência superior a 2 MVA, o CT, ouvida a ERSE, constatou que se pretende diminuir o encargo referente a participações na rede, o que recomenda não venha a ser considerado porque transferirá custos do requisitante para a tarifa.
- i) Também na ligação de parques industriais e comerciais, a articulação do disposto no RRC e no RARI lança a dúvida sobre a manutenção do regime de responsabilização pelo estabelecimento de infraestruturas, que compete ao urbanizador/loteador. Se o que se propõe é apenas a observação de um projeto piloto deve esta especificidade ficar evidenciada de forma inequívoca.
- j) Em suma, no âmbito das ligações, o CT recomenda que sejam tidas em conta as condições de acesso às redes que garantam que os requisitantes consumidores suportem a totalidade ou a quase totalidade dos custos da ligação e que os requisitantes produtores suportem sempre a totalidade desses custos.
- k) No domínio da assistência técnica a incidente na instalação individual do cliente, em que o ORD não operava entre as 00h00 e as 08h00, período em que a contagem do padrão que se cifrava em 4 horas era interrompido, o novo RQS propõe que aquele período seja limitado para entre as 02h00 e as 06h00.
- l) O CT vê com preocupação esta alteração, considerado o inevitável aumento de custos para os consumidores que a mesma irá originar.
- m) Percebe-se que a razão do período anterior ser estabelecido para um total de 8 horas era determinada pela necessidade de apenas dispor de dois turnos de piquete. A alteração preconizada irá, necessariamente, acarretar a introdução de 3 turnos com a consequente renegociação dos contratos de empreitada em vigor.
- n) Entende o CT que seria mais perceptível para todas as partes envolvidas que fosse assumido esse aumento de custos com a consagração da necessidade de o ORD dispor de piquetes permanentes para acorrer a solicitações com origem na instalação particular, o que significaria que o período de 4 horas para assistência técnica seria contínuo, alteração com a qual também não concorda.
- o) Assim, o CT recomenda que seja mantida a atual disposição regulamentar de interromper no período das 00h00-08h00 a contagem do prazo de 4 horas para atendimento técnico a incidente na instalação individual de um cliente.
- p) O novo RQS introduz uma nova alteração que é a de o ORD ter de efetuar o ónus da prova sempre que haja discordância com o cliente sobre a dimensão da interrupção: limitada à própria instalação ou abrangendo uma área maior.
- q) O CT concorda que em qualquer situação o ónus da prova deve sempre caber ao ORD. Neste domínio específico, o CT recomenda que se enquadre minimamente qual a prova que é requerida, bem como



- o tempo em que a mesma deve ser mantida disponível, sob risco de se continuar a implementar uma cultura de burocracia sem vantagem para qualquer das partes envolvidas.
- r) O CT entende ainda que esta questão do ónus da prova deveria ser adiada para nova revisão do RQS que ocorresse em fase mais adiantada da instalação dos contadores inteligentes já que estes permitem registar a presença ou a ausência de tensão, o que facilita o registo e a observação da prova.
 - s) No âmbito de clientes prioritários, o prazo para intervenção na instalação individual com falha de fornecimento é reduzido de três para duas horas.
 - t) O CT, o ORD e todos os cidadãos, aceitam, compreendem e incentivam que a assistência técnica em clientes prioritários seja imediata, ou o mais próximo disso.
 - u) Tendo o CT tomado conhecimento, pela ERSE, que o padrão médio de reposição de serviço nos clientes prioritários é muito bom e observada a ponderação que deve existir entre um padrão médio e um padrão individual, recomenda:
 - i) Que seja mantido o padrão individual de 3 horas com direito a compensação,
 - i) Que seja estabelecido um padrão médio de 2 horas.
 - v) No âmbito do pagamento das compensações, o CT entende ser razoável que o atual prazo para o pagamento seja considerado como da responsabilidade do ORD, estabelecendo-se um prazo para os comercializadores efetuarem esse pagamento.
 - w) Entende o CT que o prazo a definir para os comercializadores deve estar ligado à relação entre a data de pagamento do ORD e a data de faturação do cliente pelo comercializador.
 - x) O CT concorda com o estabelecimento de um prazo para a desativação do fornecimento de energia, pese embora não existir neste domínio conhecimento de prazos longos no caso da energia elétrica.
 - y) Os novos prazos estabelecidos e a maior coordenação que deve ser exigida na relação entre o ORD e os comercializadores habilita o CT a propor que seja concedido um prazo razoável para a adaptação dos sistemas informáticos corporativos a esta nova realidade.

C QUALIDADE DE SERVIÇO VERSUS CUSTOS PARA O SISTEMA

- a) A excelência na qualidade de serviço da rede elétrica, para a qual o SEN tem evoluído nos últimos anos, é algo de muito bom, contudo implica a reflexão quanto ao nível que se pretende atingir, já que a maior excelência implica maiores custos para todos os consumidores.
- b) Esta mesma racionalidade leva a considerar que nem todos os clientes têm atividades com igual nível de exigência de qualidade de serviço, pelo que procurar nivelar a qualidade por um máximo, importaria disponibilizar a alguns clientes, uma qualidade de serviço, não perceptível e justificável pelas suas atividades.
- c) Apesar do anteriormente mencionado, importa referir, que não se pode limitar a questão a ter um nível médio da qualidade de serviço excelente, à custa de zonas de qualidade muito elevada já que tal não constitui por só por si uma situação satisfatória, se existirem pontos de rede com qualidade de serviço insatisfatória que requeiram um tratamento particular.
- d) Esta situação torna evidente a necessidade da obtenção dum ponto de equilíbrio entre a qualidade de serviço e a racionalidade de custos que lhe está associada, questão a que a ERSE deve dar a devida atenção, no estabelecimento da regulamentação que interfere com o estabelecimento desses equilíbrios.

**D AVALIAÇÃO DA APLICAÇÃO DOS PARÂMETROS DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

- a) O nível de qualidade de serviço requerida pelos utilizadores deve resultar dum justo equilíbrio entre as efetivas necessidades dos utilizadores e das redes e os custos associados, que em consequência terão de ser suportados pelos consumidores.
- b) Sendo recentes alguns dos procedimentos e a sua correspondente aplicação, o CT recomenda à ERSE uma conveniente avaliação de impacto da sua aplicação e sua disponibilização ao CT, sem o que a compreensão das opções existentes e tomada de posição sobre as soluções mais convenientes se torna inviável.

E ARTIGOS 38.º E 67.º DO RQS

- a) O CT regista com agrado a melhoria do texto do Artigo 38.º do RQS, em relação às versões anteriores, recomendando uma maior explicitação do articulado proposto.
- b) Com o intuito de clarificar o âmbito de responsabilidade de todos os intervenientes, o CT propõe que a ERSE reveja o conteúdo do Art.º 67.º, incorporando no mesmo que os equipamentos de qualidade de onda de tensão observem a norma internacional aplicável.

F PRÁTICAS COMERCIAIS DESLEAIS

- a) Tal como referido pela ERSE, a liberalização do mercado trouxe práticas positivas e negativas, destacando-se, por vezes, a verificação de práticas comerciais desleais na comercialização de ofertas de energia.
- b) Reconhece o CT que a ERSE tem desenvolvido esforços nesta matéria, nomeadamente com a ação de esclarecimento desenvolvida por ocasião do Dia Mundial da Energia.
- c) No entanto, o CT defende que a ERSE deverá desenvolver novos esforços na prevenção destas práticas, e promover ações que visem aumentar a literacia energética,

G RELATÓRIOS DA QUALIDADE DESERVIÇO

- a) O CT regista a possibilidade das empresas que atuem em ambos os setores poderem publicar um único relatório da qualidade de serviço relativo a ambos os setores.
- b) Propõe a ERSE que os relatórios de qualidade serviço possam ser efetuados em momentos e em documentos diferentes, justificando que existem leitores com interesses heterogéneos, que terão mais vantagem na leitura de capítulos específicos da qualidade de serviço.
- c) Salaria o CT que o relatório de QS é um instrumento importante para análise do funcionamento do SEN, tendo acrescido interesse aquando da análise da proposta de tarifas e preços de energia elétrica.
- d) Assim, considera o CT, que embora a abordagem mais desenvolvida de determinadas secções da QS possa trazer vantagens, poderá manter-se igualmente a publicação de um Relatório da QS global a publicar anualmente em momento prévio à proposta de preços e tarifas de energia elétrica.



"MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA QUALIDADE DE SERVIÇOS"

I

ENQUADRAMENTO

A. OBJECTO

- a) O Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) foi criado nos termos do disposto no Art.º 9, n.º 3 dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, alterados e republicados pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho e ao abrigo do n.º 3 do artigo 6.º do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro e do Regulamento de Qualidade de Serviço do setor do gás natural, aprovado pelo Regulamento n.º 1394/2013, de 16 de abril.
- b) Este Manual agora em apreço e que é aplicável aos setores elétrico e do gás natural tem como objeto estabelecer os procedimentos relativos às seguintes matérias:
 - i) Classificação de zonas de qualidade de serviço no setor elétrico;
 - ii) Registo e classificação das interrupções de fornecimento no setor elétrico;
 - ii) Método de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço;
 - iv) Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto no setor elétrico;
 - iv) Classificação de eventos excecionais no setor elétrico;
 - v) Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço no setor elétrico;
 - vi) Planos de monitorização da qualidade da energia elétrica;
 - vii) Medição da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes;
 - ix) Características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega da rede MAT;
 - x) Metodologia de cálculo de limites máximos das perturbações emitidas para a rede por instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;
 - xi) Envio de informação à ERSE;
 - xii) Protocolo de comunicação entre o operador da RND e os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
- c) Tendo em conta que o novo Regulamento da Qualidade de Serviço se aplicará ao setor elétrico e ao setor do gás natural, o CT considera positiva a harmonização e simplificação regulamentar ao nível do Manual de Procedimentos, passando a existir um único instrumento legislativo aplicável aos dois setores.
- d) A presente proposta de alteração do MPQS enquadra-se na Consulta Pública n.º 61, que propõe a revisão de todos os regulamentos do SEN e apresenta uma proposta de Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) único para o serviço de eletricidade e de gás natural.
- e) Naturalmente que as alterações consequentes desta fusão do RQS têm impacto no MPQS, e assim, propõe a ERSE um novo MPQS comum aos dois setores.
- f) Para além das alterações resultantes da proposta de novo RQS, é também alterado o procedimento n.º 9, respeitante à realização de medições da qualidade da energia elétrica a efetuar pelos operadores das redes na sequência de reclamação dos clientes.



- g) Relativamente ao procedimento n.º 9, relembra-se que a proposta de alteração constava da [Consulta Pública n.º 57](#), tendo o CT emitido [parecer](#) em 20 de março de 2017.

II

ESPECIALIDADE

O CT concorda com a generalidade dos procedimentos propostos, praticamente sem alteração em relação ao manual em vigor sugerindo, no entanto, algumas alterações ao seguinte procedimento:

PROCEDIMENTO N.º 4 I- INFORMAÇÃO A PRESTAR NO CASO DE INCIDENTES DE GRANDE IMPACTO NO SETOR ELÉTRICO

- a) No domínio dos incidentes de grande impacto, atenta a recente alteração efetuada para as redes de distribuição das ilhas dos Açores no correspondente procedimento, o CT verifica que agora se propõe a introdução de um outro relatório, designado de preliminar, com um prazo curto para elaboração.
- b) A fundamentação apresentada pela ERSE para a exigência deste novo relatório provisório, está relacionada com a necessidade de responder a interpelações de consumidores, responsáveis políticos e comunicação social, aquando da ocorrência destes incidentes.
- c) Entende o CT, que dado o curto prazo (2 dias) exigido para a apresentação do relatório preliminar, teria maior utilidade a especificação da informação mínima que deverá constar deste relatório.
- d) O CT compreende e concorda com a razão apontada pela ERSE, mas sublinha que deveria ser substituída a expressão "relatório preliminar" por "informação preliminar", dado que desta forma se admite ficar mais claro o que se pretende, e que essa pretensão não vai colidir com o desenrolar das operações de reposição do fornecimento de energia elétrica quando em presença de incidentes mais longos na extensão da rede atingida e no tempo da sua duração.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, nas propostas apresentadas pela ERSE, deverão ser incluídas as recomendações constantes deste parecer.

Aprovado em 3 de julho de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas** ◆
[\[Consulta Pública n.º 59\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."²⁹⁶

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento contendo a proposta de "*Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração do parecer, foram efetuadas quatro apresentações ao CT pela ERSE, EDPD, EDA e EEM.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADES

A. INTRODUÇÃO

1. O CT considera que a consulta pública para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução das tarifas dinâmicas é uma oportunidade para colocar na agenda regulatória um tema que vinha a ser solicitado por este Conselho, especialmente na preparação de um novo período regulatório.
2. No entanto, dada a importância dos estudos para aperfeiçoar a estrutura tarifária de forma a se atingirem os benefícios esperados é relevante transmitir, como contributo para esta consulta, aspetos a melhorar, bem como identificar lacunas que se tenham detetado.
3. A implementação de tarifas dinâmicas é um instrumento relevante para, através do sinal preço, estimular a flexibilidade da procura, em particular por meio do desvio de consumos dos períodos críticos, seja ao nível da produção ou do congestionamento das redes. Estas ações permitem ganhos económicos aos consumidores que consigam tirar partido dessa flexibilidade adaptando os seus padrões de consumo a estruturas tarifárias nas quais os preços podem variar significativamente, quer em frequência, quer em amplitude.
4. Adicionalmente, as ações de ajustamento do consumo a tarifas dinâmicas contribuem para a redução da ponta do diagrama de carga agregado, com potencial influência nas redes de transporte e distribuição a montante, permitindo aliviar situações de congestionamento e adiar, ou mesmo evitar, investimentos nas infraestruturas de rede e eventualmente de geração, quando exista simultaneidade entre os períodos críticos das redes e da geração, para além de diminuir as perdas (por efeito de Joule). Assim, há um efeito potencial de benefício para todos os consumidores do sistema através da correspondente diminuição das tarifas de acesso às redes, não sendo este efeito, no entanto, observável no curto prazo.

²⁹⁶ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

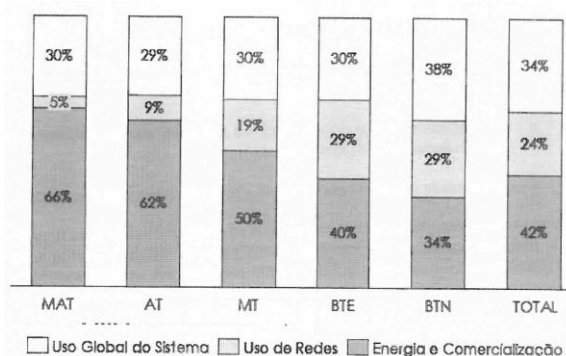


5. Num contexto caracterizado por uma presença crescente de fontes de energia renovável, às quais está associada uma maior variabilidade e menor controlabilidade, as ações de gestão da procura contribuem para facilitar a gestão global do sistema numa mudança de paradigma de "geração segue a carga" para "carga segue a geração".
6. A realização de estudos-piloto, mesmo limitados em relação ao número de consumidores, é importante para retirar conclusões sobre a potencial adesão a estruturas tarifárias diferentes, nomeadamente:
 - O aperfeiçoamento da existente e a introdução de tarifas dinâmicas;
 - A verificação das barreiras à entrada;
 - A capacidade de adotar ações de desvio de consumos, e a respetiva escala, que venham a contribuir para a construção de novas estruturas tarifárias, tendo em vista a sua oferta generalizada.
7. O aperfeiçoamento das estruturas tarifárias é uma peça essencial para suportar a transição energética para uma matriz de geração com uma maior penetração de fontes renováveis e maior inteligência distribuída na rede (*smart grids*). Este processo deve ter em conta as necessidades de informação de todos os consumidores, em particular os mais vulneráveis e com menor acesso a informação.

B. PESO DAS COMPONENTES TARIFARIAS NA FATURA TOTAL

1. A ERSE propõe a realização de dois projetos-piloto, um para a avaliação do mérito do aperfeiçoamento da estrutura atual das tarifas de acesso e outro para aplicação de tarifas dinâmicas.
2. O projeto-piloto 1 da proposta apresentada pela ERSE visa testar aperfeiçoamentos da tarifa de acesso às redes, que incidem unicamente nas tarifas de uso das redes (uso da rede de distribuição e uso da rede de transporte) aplicadas aos consumidores de MAT, AT e MT.
3. A este propósito, seria ainda importante explicitar se a alteração da estrutura da tarifa de transporte será efetuada apenas na tarifa do operador da rede de distribuição aos clientes ou se esta alteração na estrutura tarifária ocorrerá também na tarifa de uso da rede de transporte aplicada pelo ORD ao ORD.
4. O gráfico seguinte apresenta a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, com a desagregação entre as componentes de uso global do sistema, uso de redes, e energia e comercialização, para todos os níveis de tensão.

Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda clientes finais em 2017



Fonte: Documento ERSE "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017"

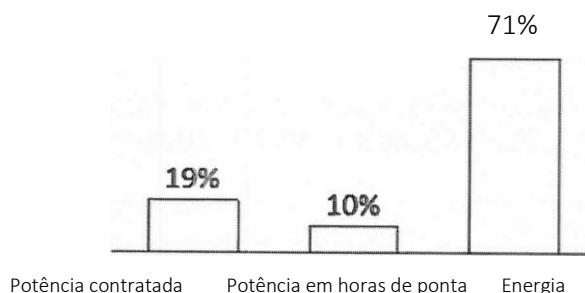


5. Como se pode observar, a componente de uso de redes de clientes MAT, AT e MT tem um peso significativamente menor relativamente ao total da fatura.
6. Este facto é muito relevante no que diz respeito ao projeto-piloto 2, referente às tarifas dinâmicas. Na realidade, este projeto tem em conta apenas uma parte da fatura dos consumidores, ao contrário da maior parte das experiências de outros países que incidem sobre a fatura de eletricidade como um todo.
7. Neste aspeto importa salientar que, em virtude do atual processo de liberalização do mercado, no que respeita à componente de energia e comercialização, estes clientes alvo do projeto-piloto têm à sua disposição alternativas de contratação que lhes permitem negociar estas duas parcelas de uma forma dinâmica associadas à volatilidade dos preços no MIBEL, o que pode ser interessante quando os sinais de preço do mercado e os das tarifas de acesso sejam no mesmo sentido.

C. PESO DAS COMPONENTES DE FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO

1. As tarifas de acesso são faturadas pelo Operador de Rede de Distribuição (ORD) tendo em conta as variáveis potência contratada, potência em horas de ponta, energia ativa e energia reativa.
2. As tarifas de acesso às redes devem obedecer aos seguintes princípios (CEER, 2017):
 - Reflexão dos custos impostos no sistema pelos utilizadores, dando incentivos adequados para a diminuição de custos futuros;
 - Não distorção de acesso e uso das redes, bem como de ofertas de mercado;
 - Recuperação dos custos, não apenas através de tarifas de uso como também de encargos de ligação e de serviços regulados;
 - Não discriminação entre utilizadores das redes;
 - Transparência das metodologias para cálculo das tarifas e respetiva acessibilidade a todas as partes interessadas;
 - Previsibilidade para que os utilizadores das redes possam calcular os seus custos, facilitando assim investimentos de longo prazo;
 - Simplicidade relativamente à respetiva compreensão e implementação.
3. Nesta proposta não é possível antever uma alteração relativa ao peso das componentes de faturação das tarifas de acesso, em que, com base na estimativa de consumo da ERSE, a componente de energia é responsável pela recuperação de 71% do total, enquanto que a potência em horas de ponta e a potência contratada recuperam 10% e 19%, respetivamente, conforme se apresenta na figura seguinte.

Peso das componentes de faturação das tarifas de acesso



Fonte: Análise EDP considerando as tarifas e consumos estimados para 2017, publicados pela ERSE



4. Sendo os custos dos acessos essencialmente fixos, verifica-se um afastamento entre a estrutura de custos e a estrutura de receitas, em que 81% das receitas das tarifas de acesso dizem respeito à faturação de componentes variáveis (energia e potência em horas de ponta), conforme apresentado na figura anterior.
5. O peso elevado da componente variável das tarifas de acesso incentiva a geração distribuída, conduzindo a uma diminuição do consumo, componente que paga os custos dos acessos. Esta situação tenderá a provocar desequilíbrios tarifários que serão suportados pelos consumidores que não investem em geração distribuída, nomeadamente os mais desfavorecidos. Para além disso, tornará mais difícil, a prazo, a sustentabilidade do sistema.
6. Um maior peso relativo da componente fixa da tarifa de acesso (potência contratada), alinha o sinal de preço ao consumidor final com os custos do sistema. Esta estrutura tarifária permitirá uma maior eletrificação do consumo, promovendo a eficiência energética e a descarbonização da economia.
7. No que diz respeito à estrutura da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD), a metodologia dos custos incrementais adotada pela ERSE para a sua definição associa a variável de faturação potência em horas de ponta à recuperação dos custos dos troços mais centrais da rede. Por outro lado, a potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços de rede mais próximos dos pontos de entrega, correspondendo a elementos de rede maioritariamente periféricos e de uso pouco partilhado. Tendo em conta a estrutura de custos e a estrutura de proveitos atualmente existente, verifica-se ser necessário aperfeiçoar a metodologia de cálculo dos custos incrementais.
8. O CT considera que com a implementação de projetos-piloto poder-se-ia aproveitar a oportunidade para testar o rebalanceamento entre as componentes de potência contratada e energia, aumentando o peso da primeira, situação que permitiria sinalizar a tendência da aproximação da estrutura de receitas à estrutura de custos.

D. POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

1. As atuais tarifas de acesso em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos termos de potência, energia ativa e energia reativa. O termo de potência inclui a componente de potência em horas de ponta e a componente de potência contratada (ambas apresentando preços em euros por kW por mês). Na prática, esta componente de potência em horas de ponta não é diferente da componente de energia em horas de ponta.
2. Assim, de modo a simplificar a estrutura das tarifas, o CT concorda com a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, que é proposta pela ERSE nesta consulta pública.

E. POTÊNCIA CONTRATADA

1. Atualmente o preço da componente de potência contratada das tarifas de acesso é independente do período horário ou sazonal do consumo,
2. O CT considera que a implementação de projetos-piloto será uma oportunidade para testar a diferenciação deste preço por período horário e/ou sazonal, o que permitiria transmitir sinais mais incentivadores de uma utilização racional das redes e proporcionaria aos consumidores uma melhor gestão dos seus consumos.
3. O CT sugere que seja testada a variabilidade da potência contratada para os mesmos períodos horários dos projetos-pilotos.

F. OPERACIONALIZAÇÃO DOS PROJETOS-PILOTO



1. A informação necessária aos potenciais participantes deverá ser ampla e fundamentada de modo a garantir amostras adequadas e representativas dos projetos-piloto.
2. Deverá existir em todas as fases uma total colaboração e partilha de informação e de resultados entre o ORD/ORT, os clientes participantes e os seus respetivos comercializadores.
3. É importante referir que, mesmo em ambiente de projeto-piloto, todas as ações dos clientes, alterando os seus comportamentos de consumo, terão impacto económico ao nível dos desvios que vão provocar nas curvas de carga que determinam a procura global destes níveis de tensão.
4. Deste modo, deveria também ser medido em ambiente de projeto-piloto quais são os impactos que a introdução e a adoção das tarifas dinâmicas nas opções dos clientes produz na gestão global dos desvios, entre as nomeações diárias que determinam a curva da procura e os consumos reais verificados e, conseqüentemente, de que forma serão tratados estes desvios.
5. Tendo em vista assegurar o sucesso da adesão aos projetos-piloto, o CT recomenda a não aplicação de qualquer penalização.

G. PROJETO-PILOTO 2 - TARIFAS DINÂMICAS

1. A proposta da ERSE considera para o projeto-piloto a aplicação da tarifa dinâmica a nível nacional. Esta proposta fundamenta-se em razões práticas associadas à realização do projeto piloto. Efetivamente a realização do projeto piloto 2 numa perspetiva regional implicaria um número de participantes muito superior ao previsto (100 clientes) de modo a ser assegurada a sua representatividade.
2. Embora considerando válida esta abordagem, entende-se que caso se venha a confirmar a aplicação da tarifa dinâmica de forma mais geral na sequência da realização do projeto-piloto deverá ser ponderada a aplicação regional.
3. Os diagramas de consumo e de produção distribuída variam significativamente de região para região. De igual modo, os períodos de maior consumo ocorrem em períodos distintos de região para região, justificando-se assim a aplicação regional da tarifa dinâmica. Considera-se que o número total e a duração dos períodos críticos devem ser definidos a nível nacional, podendo ser ativados em dias e horas distintas de região para região.
4. O CT nota que as propostas referentes à aplicação de tarifas dinâmicas no acesso às redes podem originar sobreposições com mecanismos já existentes de gestão da procura, nomeadamente, a prestação do serviço de interruptibilidade, pelo que esta situação deverá ser objeto de especial análise prévia à implementação do projeto-piloto.

II

ESPECIALIDADE

A. TARIFAS DINÂMICAS

1. O CT considera que, no geral, medidas que possam contribuir para a diminuição da fatura de eletricidade são positivas, pelo que é relevante a iniciativa da ERSE em propor a aplicação das tarifas dinâmicas que, conforme estudos e informações da ERSE e da EDP Distribuição, podem permitir algum avanço naquela diminuição.
2. O CT entende evidenciar que já existe um conjunto significativo de consumidores que respondem de forma estruturada ao sinal preço da energia elétrica, de que é exemplo o das horas de ponta, por terem encontrado formas eficientes de compensar complexidades e o desconforto do ajuste organizacional ao seu novo perfil de consumo.



3. O sucesso da aplicação das propostas de tarifas dinâmicas resultará, no fundamental:
 - a. Da capacidade que os consumidores aderentes disponham para incrementar a redução de consumos em ponta e pontas críticas, modulando o seu perfil de consumo.
 - b. Da atratividade das soluções propostas para que os consumidores a elas adiram, em termos de perspetiva de custos face às alterações do perfil de consumo que terão de efetuar, bem como da sua boa compreensão.

B. PROJETOS-PILOTO

Tendo em conta os aspetos mencionados, e com vista assegurar a maior adesão dos consumidores aos projetos-pilotos, o CT sugere:

1. CUSTOS E FATURAÇÃO

- Apresentando-se a aplicação das soluções propostas como propiciadoras de benefícios, as mesmas só devem ser aplicadas nas condições em que tal se verifique. Por essa razão não devem ser previstos, em nenhuma circunstância, quaisquer custos de faturação para os consumidores aderentes superior aos que teriam caso não participassem na experiência piloto.
- Manter o benefício que resulte da alteração de perfil de consumo, conforme proposta da ERSE.
- Durante o período experimental a faturação virtual deverá ser apresentada aos consumidores de modo a permitir-lhes acompanhar a sua experiência no projeto-piloto.

2. CLIENTE FOCO E SELEÇÃO DOS PARTICIPANTES

- O CT concorda com os critérios de segmentação da amostra propostos pela ERSE.
- O CT considera que a seleção da amostra deve privilegiar os clientes que nunca modularam ou modularam pouco, sendo estes que potenciam os maiores benefícios.
- O CT considera importante que o apoio aos clientes participantes observe a capacidade dos seus departamentos de gestão de energia, ou a sua inexistência.

C. CICLO SEMANAL NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. O CT destaca a conclusão da ERSE sobre a implementação do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, no âmbito da Consulta Pública relativa aos projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas, designadamente: *"As empresas das Regiões Autónomas e o Conselho Tarifário têm solicitado a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, tendo a ERSE solicitado informação sobre os diagramas de carga para poder analisar a bondade dessa alteração. A presente análise sugere a existência de benefícios que decorrem da introdução do ciclo semanal."*
2. O Conselho Tarifário concorda com as propostas da ERSE, ao preverem nas Regiões Autónomas, no âmbito dos projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas, o ciclo semanal ao nível da MT e BTE.
3. O Conselho Tarifário tem vindo a propor, desde 2011, à ERSE a introdução do ciclo semanal no tarifário das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, argumentando que desta forma se procede à uniformização dos tarifários nacionais de energia elétrica.
4. Refira-se, a propósito, o disposto no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, que promove a extensão das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas:



"...uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autônomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da eletricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões. Importa, pois, dentro do atual quadro jurídico-constitucional adotar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de janeiro de 2003, ..."

5. Deste modo, o CT recomenda, desde já, à ERSE a introdução no próximo período regulatório, do ciclo semanal para todos os consumidores BTN das Regiões Autônomas.

III

RECOMENDAÇÕES

Conforme expresso no parecer acima elaborado, entende o CT destacar os seguintes aspetos:

1. No que concerne ao aperfeiçoamento da atual estrutura tarifária deve-se testar o rebalanceamento entre a componente de energia e a da potência contratada, aumentando o peso desta última.
2. A sua concordância com a anulação da componente da potência média em horas de ponta, e sugere-se que seja testada a variabilidade da potência contratada por períodos horários, e sugere-se que seja testada a variabilidade da potência contratada para os mesmos períodos horários dos projetos pilotos.
3. Deverá ser considerada a diminuição da ponta (kW) como indicador adicional.
4. No que respeita ao piloto 1, que seja considerada a adoção da proposta 1.1, por considerar que o acento tónico deva ser colocado na reformulação dos períodos horários, não deixando de observar que, na análise da ERSE, é esta a proposta mais robusta na aderência aos custos das redes de distribuição.
5. Dado ser fundamental obter resultados dos estudos piloto, se se verificar ser impossível obter a adesão dos consumidores em relação à proposta 1.1., por ser aquela que apresenta a maior aderência aos custos de acesso às redes, aspeto essencial para a adoção de uma estrutura tarifária deste tipo, deve a ERSE providenciar para que seja possível efetuar o estudo com outra das propostas.
6. No que respeita ao piloto 2, que seja considerada a adoção da proposta 2.3, por entender que são vantajosas:
 - a flexibilização dos períodos críticos, já que permite ao ORD ajustar melhor a sua previsão à situação em que a operação das redes possa apresentar maior dificuldade;
 - a aplicação dos períodos críticos a todo o ano, incluindo os meses de verão.
7. Embora considerando válida esta abordagem, entende-se que caso se venha a confirmar a aplicação da tarifa dinâmica de forma mais geral na sequência da realização do projeto-piloto esta deverá ser ponderada a aplicação regional.
8. O CT sugere a não aplicação de penalizações aos participantes nos projetos-piloto.
9. Ser desejável, numa primeira fase e com benefícios imediatos para os clientes e para o sistema, a definição de novas opções tarifárias, mais flexíveis, conhecidas a priori, adicionando novos períodos horários aos já existentes.
10. Conforme referido pela ERSE que o atual período de horas de ponta é bastante alargado, pelo que o CT reitera a realização de uma análise cuidada com vista ao seu encurtamento, a introduzir no próximo período regulatório.



11. O CT entende dever ser clarificado se a alteração da estrutura da tarifa de transporte será efetuada apenas na tarifa do operador da rede de distribuição aos clientes, ou se esta alteração na estrutura tarifária ocorrerá também na tarifa de uso da rede de transporte aplicada pelo ORT ao ORD-
12. Que a ERSE introduza no próximo período regulatório, o ciclo semanal para todos os consumidores BTN das Regiões Autônomas.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deve observar as recomendações deste parecer.

Aprovado em 12 de abril de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro** ◆ [\[Consulta Pública n.º 57\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"²⁹⁷

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A EDA, S.A. tem como objetivo desenvolver na RAA as atividades de produção, aquisição, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica. Enquanto entidade prestadora de um serviço público, a EDA, S.A. explora 9 sistemas elétricos independentes e com características distintas relativamente à estrutura da produção, redes e número de clientes.

No quadro seguinte, apresenta-se uma síntese com a caracterização dos sistemas elétricos de cada ilha e região.

| Indicador / Iliha | Santa Maria | São Miguel | Verecim | Graciosa | São Jorge | Pico | Faial | Picos | Corvo | Total |
|--|-------------|------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Área (Km ²)* | 96,9 | 744,7 | 400,3 | 60,7 | 243,7 | 444,8 | 173,1 | 140,9 | 17,1 | 2 327 |
| Habitantes* | 5 652 | 138 213 | 56 141 | 4 339 | 8 556 | 13 883 | 14 824 | 3 699 | 459 | 245 766 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| (1) Clientes | 3 788 | 62 916 | 27 176 | 3 237 | 5 784 | 9 641 | 8 031 | 2 433 | 277 | 123 283 |
| (1) Consumo (GWh) | 19,0 | 401,1 | 178,1 | 13,0 | 26,5 | 40,9 | 43,4 | 10,4 | 1,5 | 734,0 |
| Consumo Per Capita (MWh/hab.) | 3,36 | 2,90 | 3,17 | 3,00 | 3,10 | 2,95 | 2,93 | 2,81 | 3,25 | 2,99 |
| Produção (GWh) | 21,3 | 430,2 | 198,2 | 14,2 | 28,9 | 45,8 | 48,8 | 11,7 | 1,7 | 800,8 |
| Ponta (kW) | 3 548 | 71 570 | 33 400 | 2 364 | 4 792 | 7 526 | 8 557 | 1 979 | 313 | - |
| Vasto (kW) | 1 582 | 29 450 | 14 630 | 1 027 | 2 005 | 3 353 | 3 630 | 886 | 121 | - |
| (2) Potência instalada (MW) | 8,4 | 137,4 | 77,7 | 4,7 | 10,1 | 19,6 | 23,7 | 5,8 | 0,8 | 288,2 |
| (3) km (linhas MT) | 80 | 778 | 410 | 64 | 128 | 221 | 138 | 87 | 3 | 1 909 |
| (3) Potência de transformação em PT (MVA) | 17,5 | 330,4 | 126,3 | 10,8 | 18,9 | 33,8 | 32,7 | 10,5 | 0,9 | 581,7 |
| TIEPI (hh:mm) | 04:00:15 | 01:31:26 | 04:05:37 | 06:54:09 | 05:45:53 | 06:45:07 | 05:13:59 | 02:51:30 | 07:35:39 | 02:56:53 |
| * Fonte: INE em 14 de dezembro de 2014 | | | | | | | | | | |
| [1] Não inclui instalações e consumo próprio | | | | | | | | | | |
| [2] Não inclui micro produtores | | | | | | | | | | |
| [3] - Dados de 2015 | | | | | | | | | | |

2. O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do setor elétrico, através do artigo 18.º, descreve o conceito de Incidente de Grande Impacto (IGI), nos seguintes termos:

"a - Designa-se por incidente de grande impacto todo o incidente que, independentemente da sua causa, origine uma ou mais interrupções de que resultem uma energia não fornecida ou não distribuída superior ao limiar estabelecido por diretiva da ERSE.

²⁹⁷ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



b - Todos os Incidentes de grande impacto devem ser objeto de um relatório a enviar à ERSE, de acordo com o Procedimento n.º 4 do MPQS."

3. A Diretiva da ERSE n.º [20/2013](#), no seu ponto 7, aprova os limiares para classificação de um incidente de grande impacto, que no caso da RAA, corresponde à "Energia não fornecida ou não distribuída superior a 5 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira e 1 MWh nas restantes ilhas".

4. Por outro lado o Procedimento n.º 4 da ERSE - Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto, define o conteúdo mínimo do relatório a enviar à ERSE quando ocorrem incidentes de grande impacto, previstos no Artigo 18.º, alínea g), do RQS. O relatório deverá conter uma descrição pormenorizada das ocorrências verificadas e do seu impacto nas redes e indicadores de continuidade de serviço afetados, nomeadamente:

- a) Causa das interrupções do fornecimento e sua fundamentação;
- b) Consequências das interrupções, nomeadamente, o número de clientes afetados, as zonas geográficas afetadas e a energia não fornecida ou não distribuída;
- c) Ações de reposição de serviço, caracterizadas, nomeadamente, quanto à cronologia, procedimentos adotados, dificuldades encontradas e estratégia de comunicação;
- d) Impacto nos indicadores de continuidade de serviço, gerais e individuais, nos níveis de tensão envolvidos.

O relatório deve ser enviado no prazo de 20 dias, contados a partir da data de início do incidente a que se refere, dando conhecimento do mesmo às autoridades administrativas.

5. O CT tomou conhecimento de que a EDA, S.A. em cumprimento das disposições regulamentares, cujo início ocorreu em 1 de janeiro de 2014, já submeteu à ERSE, mais de 5 dezenas de relatórios²⁹⁸ no âmbito dos IGI, ocorridos nos sistemas elétricos da RAA.

6. A ERSE, através da Consulta Pública n.º 57, vem propor a alteração dos limites para a classificação de interrupções como IGI na RAA, devendo as mesmas continuar a ter em consideração o impacto dessas interrupções, incluindo número/potência de clientes afetados e a duração da interrupção de fornecimento, que se pode refletir através da utilização de indicadores de continuidade de serviço, como é o caso da END. Propõe o regulador, que os limiares dessa END evoluam de forma independente para cada ilha, em proporção à sua dimensão e equivalentes aos que resultariam da interrupção da totalidade dos clientes de cada ilha durante o período de 1 hora²⁹⁹.

7. Os novos limites para a classificação de interrupções como IGI corresponderão aos valores da END, a seguir apresentados.

²⁹⁸ ERSE - Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento Justificativo, fevereiro 2017, Pág. 3

²⁹⁹ Excetuando-se as duas ilhas de maior dimensão, São Miguel e Terceira, referindo a ERSE que os limites obtidos com as metodologias propostas aparentam ser demasiado elevados, principalmente quando comparados com os limites atualmente em vigor na ilha da Madeira (10 MWh) e em Portugal continental (50 MWh). Nesse sentido, para estas duas ilhas, considerou-se a hipótese de se adotarem limites equivalentes ao limite atualmente em vigor para a ilha da Madeira, 10 MWh." Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento justificativo, fevereiro 2017, Pág. 7.



| Ilha | Limite atual END (MWh) | Limites propostos END (MWh) |
|-------------|---------------------------|--------------------------------|
| Santa Maria | 1,0 | 2,000 |
| São Miguel | 5,0 | 10,000 |
| Terceira | 5,0 | 10,000 |
| Graciosa | 1,0 | 1,500 |
| São Jorge | 1,0 | 3,000 |
| Pico | 1,0 | 4,500 |
| Faial | 1,0 | 5,000 |
| Flores | 1,0 | 1,100 |
| Corvo | 1,0 | 0,150 |

Com esta alteração o número de relatórios IGI, já reportados, passaria de 173 para 62³⁰⁰.

8. De acordo com o n.º 3 do Artigo 20.º do RQS, o cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço³⁰¹ e os indicadores individuais de continuidade de serviço³⁰², definidos no ponto 2 da Diretiva da ERSE n.º 20/2013, "deve considerar todas as interrupções que afetem os PdE do respetivo operador das redes, independentemente da origem, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes." Por outro lado, conforme estipulado no ponto 3.3 do Procedimento n.º 3 da ERSE, o Número de Interrupções (NI), é um Indicador que representa o número total de interrupções longas num PdE num determinado período estabelecido e a Duração total das Interrupções (DI) é um Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE num determinado período estabelecido.

9. O CT considera e reafirma o princípio da inexistência de qualquer correlação entre o cumprimento dos indicadores gerais ou individuais de qualidade de serviço e os relatórios de IGI.

10. Não obstante, por considerar que os IGI são parte de um relato útil da qualidade de serviço efetiva prestada aos consumidores, o CT deixa expressa a sua determinação em continuar a acompanhar de muito perto esta questão, pelo que solicita à ERSE que, no exercício da sua função de acompanhamento e análise destes relatórios

- consolide o limiar da END mais adaptado à realidade de sistemas isolados, como são as ilhas,
- dê suporte mais efetivo ao efeito neutro da diminuição de IGI por via da alteração do limiar da END, e das conclusões dessa análise preste o necessário relato ao CT.

11. O CT considera que a fundamentação da proposta apresentada não se devia limitar a uma análise do impacto administrativo, devendo ser complementada com uma análise qualitativa dos relatórios de IGI elaborados nos últimos anos.

II

CONCLUSÕES

Atento ao exposto, o CT concorda com a proposta de alteração aos limites para a classificação de interrupções como IGI na RAA, sem prejuízo das recomendações expressas neste parecer.

³⁰⁰ ERSE - Proposta de alteração ao Procedimento n.º 9 do MPQS e da alínea b) do n.º 7 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, Documento justificativo, fevereiro 2017, Quadro 2-6, Pág. 9.

³⁰¹ Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, Art.º 20, n.º 2 b) e c).

³⁰² Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, Art.º 24, n.º 2 1.



Aprovado em 20 de março de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico ◆ [\[Consulta Pública n.º 57\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁰³.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração do procedimento n.º 9 do manual de procedimentos da qualidade de serviço do setor elétrico*" cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No período em que decorre a elaboração do parecer foi realizada uma apresentação ao CT sobre a proposta em análise.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. O CT regista que a fundamentação da ERSE para alteração do Procedimento n.º 9 do [Regulamento da Qualidade de Serviço](#) do setor elétrico objetiva a simplificação do processo de avaliação da qualidade técnica de serviço.
2. O CT concorda em que o Procedimento n.º 9 hoje em vigor não estabelece diferenciação entre as necessidades técnicas dos diversos clientes ligados às redes de distribuição.
3. Nesse sentido, os pressupostos de verificação das características da tensão de fornecimento nos termos do disposto na Norma EN 50160 são hoje idênticos qualquer que seja o nível da tensão de entrega ao cliente – BT, MT, AT – e a sua utilização final – atividade empresarial, industrial ou de serviços, ou residencial.
4. O CT constata que é elevado o nível de exigência de determinadas atividades industriais e de serviços no que respeita a características da tensão de fornecimento: sobretensões e subtensões, distorção harmónica, flicker, desequilíbrio de fases, ...
5. Contudo, observando as atividades típicas de uma utilização do tipo doméstico, o CT reconhece que as reclamações registadas no setor residencial reportam, na sua quase totalidade, a possível incumprimento no domínio do valor eficaz da tensão de fornecimento.
6. Assim, o CT concorda com a simplificação proposta na alteração do procedimento 9, uma vez que esta alteração não coarta a possibilidade de um cliente ligado em BT solicitar a medição de todas as características da onda de tensão previstas na EN 50160 e possibilita ao ORD a atuação através de meios mais simples, mas igualmente rigorosos, de medição do valor eficaz da tensão de fornecimento.
7. O CT também concorda que esta alteração permitirá ao cliente residencial receber resposta à reclamação técnica apresentada sem o risco de incorrer, por deficiente apreciação da envolvente, em custos relativos ao exame técnico mais completo

³⁰³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 20 de março de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Regulamento da Mobilidade Elétrica ◆ [\[Consulta Pública n.º 51\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*". Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo³⁰⁴ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho Tarifário emite parecer a solicitação do Conselho de Administração da ERSE, podendo também fazê-lo por iniciativa própria em matéria da respetiva competência.

Tendo a ERSE lançado em consulta pública uma *proposta de Regulamento da Mobilidade Elétrica*, considera o CT dever, por sua própria iniciativa, pronunciar-se no âmbito da mesma, para o que emite o seguinte parecer:

A. Enquadramento

1. Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2009, de 20 de fevereiro, foi criado um Programa para a Mobilidade Elétrica em Portugal, que teve por objetivo a introdução e subsequente massificação da utilização do veículo elétrico.
2. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 81/2009, de 7 de setembro e posteriormente, o Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, estabeleceram os objetivos estratégicos e princípios fundamentais do Programa para a Mobilidade Elétrica aprovaram o respetivo modelo e fases de desenvolvimento e previram para a fase piloto, uma rede integrada de pontos de carregamento de veículos elétricos, composta por 1.350 pontos de carregamento instalados em 25 municípios.
3. Esta fase piloto foi prorrogada com a publicação do Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que por sua vez expandiu a rede de mobilidade elétrica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

B. O Conselho Tarifário e a mobilidade elétrica

1. Nos termos do art.º 13.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) o período de regulação da atividade da Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica (EGME) tem a duração de três anos e deverá preferencialmente coincidir com o período de regulação do setor elétrico, fixando-se de forma trienal os valores dos parâmetros incluídos naquela atividade.
2. Nos termos do art.º 14.º do RME, compete a este CT a emissão de parecer sobre a proposta das tarifas da EGME, em cada ano, nas datas compreendidas entre 30.10. a 30.11, com parcial sobreposição com o período normal de emissão de parecer sobre as tarifas do setor elétrico.

C. Modelo regulatório

1. O CT salienta o esforço da ERSE em conceber um modelo regulatório para a atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica com os escassos dados disponíveis nos quatro anos de implantação e utilização da rede piloto dada a ínfima utilização da mesma.
2. Com efeito, embora aquém das expectativas criadas aquando das primeiras disposições legislativas, que referiam o propósito de existir um veículo elétrico em cada cinco até 2020, a mobilidade elétrica

³⁰⁴ Cf. Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro



em veículos ligeiros, poderá vir a ter expressão no futuro, com benefícios no sistema elétrico nacional e para o ambiente, pelo que a ponderação dos objetivos delineados com a realidade deve passar a estar presente em todos os contextos, incluindo o da regulação.

3. Uma vez que não foi considerada uma alteração ou rutura com o modelo da mobilidade elétrica existente, a solução proposta pela ERSE ao procurar considerar a racionalidade económica do sistema é satisfatória, mas subsiste a possibilidade de não ser a melhor, designadamente por, em matéria de mobilidade elétrica, incluindo o respetivo contexto regulatório, ser impossível prever a taxa de crescimento da utilização de viaturas elétricas.
4. O CT está, pois, ciente que a transposição do modelo regulatório proposto do campo da conceção teórica para a realidade constituirá um desafio, entre outras razões porque:
 - a) O valor unitário dos proveitos a recuperar pela entidade gestora, face aos veículos inscritos na rede, pode inviabilizar o desenvolvimento do projeto, o que terá tanto mais significado quanto maiores forem as remunerações a considerar.
 - b) A assunção pela Mobi.E do estatuto da EGME se processe com minimização de custos e com o melhor aproveitamento possível das infraestruturas já existentes.
 - c) A imputação dos custos do sistema da mobilidade elétrica aos utilizadores passará a impor-lhes a despesa de comprarem energia e serviços energéticos para as suas deslocações, valor de que estiveram "isentos" durante a fase experimental.

D. Atividade de gestão da mobilidade elétrica

O CT questiona se a nova entidade regulada, EGME, atividade assumida pela Mobi.E, irá assumir o ativo e passivo desta última, designadamente, tendo em conta que já foram efetuados investimentos em *hardware* e *software* para este mesmo fim durante a fase piloto e cujos investimentos se encontram já amortizados.

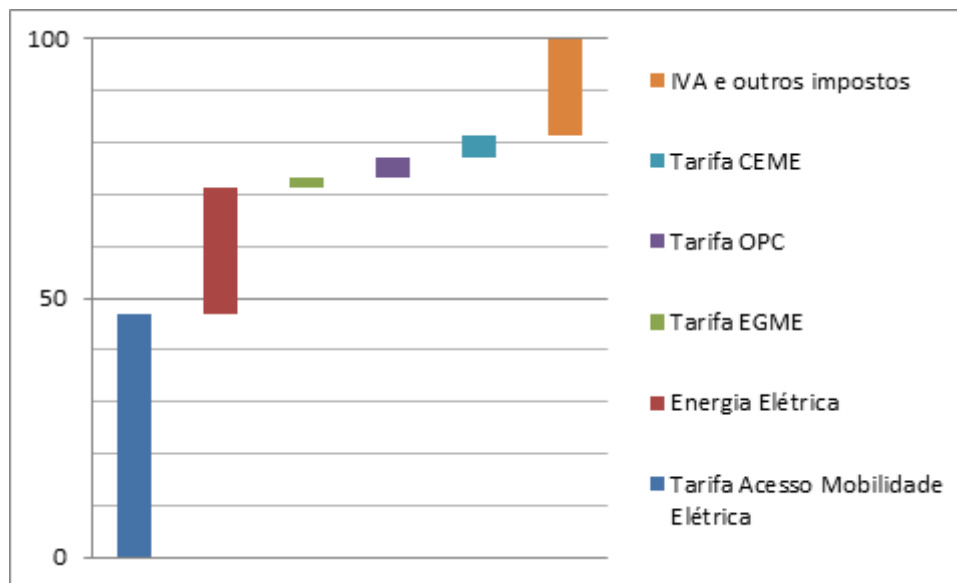
E. Universalidade de acesso e amplitude dos meios de pagamento

1. A ERSE apresenta no seu Documento Justificativo da alteração ao RME a ilustração dos fluxos físicos e financeiros entre os agentes do setor da mobilidade elétrica resultado da interpretação da legislação em vigor.
2. A análise dos fluxos é particularmente relevante para clarificar a proposta do legislador em que a relação do setor da mobilidade elétrica com os Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE), com a exceção do ato físico de carregamento, será da competência exclusiva dos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME).
3. A concentração do "front-office" do setor nos CEME resulta que a estes serão cometidas, em regime de concorrência, as atividades de:
 - a) Angariação comercial de clientes para o setor;
 - b) Apoio aos clientes e tratamento de reclamações sobre o setor [ainda que estejam definidas responsabilidades a este nível para os Operadores de Pontos de Carregamento (OPC)];
 - c) Faturação e cobrança das diferentes componentes e tomador único do risco do setor perante eventuais incumprimentos.
4. O modelo de comunicação dos consumos/tempos reais entre o OPC/EGME/CEME, por ausência de mais informações, admite-se que esteja em linha com o definido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) para o setor elétrico.



5. Nesse pressuposto, os fluxos de informação com os dados reais de consumo de eletricidade, tempos de utilização dos pontos de carregamento e dados de faturação serão apresentados em momento diferente do próprio consumo.
6. O gráfico apresentado ilustra o peso que podem tomar as diferentes componentes da tarifa final a ser apresentada pelos CEME aos UVE. Sendo uma aproximação a base 100, sem dados que possam aferir da sua racionalidade em termos das tarifas CEME, OPC e EGME a não ser o bom senso de considerar que as respectivas tarifas terão que ser sempre residuais em comparação com as demais para que o modelo proposto seja viável.

Estimativa de decomposição da tarifa final



Fonte: CT

7. Não sendo a mobilidade elétrica um serviço público essencial, recomenda-se que o Regulamento permita a implementação complementar de formas flexíveis de contratação, nomeadamente sistemas pré-pagos ou outros, com grande amplitude do ponto de vista da comercialização, de forma a possibilitar um acesso mais generalizado aos serviços de carregamento por parte dos utentes, nacionais e turistas.

F. Termo de entrada

1. O RME em consulta pública dispõe que a aplicação e conseqüente faturação do acesso às redes para energia elétrica entregue à mobilidade elétrica deverá ser efetuada no referencial do contador de mobilidade elétrica utilizado pelo UVE para carregamento do seu veículo elétrico.
2. Considerando que existe diferença entre o contador da mobilidade elétrica utilizado pelo UVE e o contador do ORD instalado no ponto de entrega que advém dos consumos próprios do posto de carregamento e que às entregas da rede de distribuição são aplicadas tarifas de acesso com termos de energia e potência, o CT entende que o GMLDD deverá integrar uma regra para cálculo do valor da potência contratada da instalação de utilização onde se situam os postos de carregamento.
3. Uma vez que se consideram valores de 15 minutos, o CT admite que a regra poderá definir a aplicação do escalão imediatamente acima do valor máximo registado no último ano.



G. Aspectos relativos ao modelo de regulação

a) Proveitos da EGME

1. A proposta de RME define um modelo de aceitação de custos economicamente justificáveis para efeitos da determinação dos proveitos da EGME.
2. O CT considera que sendo esta uma atividade inovadora (sobre a qual a possibilidade de estabelecimento de referenciais de custos, realização de *benchmarks* ou de estudos comparativos com entidades homólogas de outros países é muito limitada), o modelo de regulação proposto poderá ser justificável.
3. No entanto, o CT alerta para o risco de este modelo poder tornar a rede de carregamento economicamente insustentável – risco aliás reconhecido pela ERSE – colocando em risco a própria dinamização da mobilidade elétrica.
4. De notar que tal é uma decorrência do abandono do conceito de "nivelamento intertemporal da componente do custo com o capital" em vigor no RME atual, que em boa medida mitigava estes riscos.
5. Este risco é ainda potenciado pelo facto de a ERSE estar a assentar a sua análise de viabilidade – não quantificada – na existência de uma rubrica designada por "subsídios e participações".
6. Na ausência destes "subsídios e participações", questiona o CT se o modelo de custos aceites economicamente justificáveis terá uma tradução tarifária comportável e adequada à dinamização da atividade da mobilidade elétrica.
7. Atento o exposto, solicita o CT a ponderação destes aspetos por parte da ERSE.

b) Proveitos não regulados da EGME

1. No Documento Justificativo (p.13), a ERSE refere a existência de proveitos não regulados que prevê que cresçam de forma gradual no último terço do período analisado.
2. Tratando-se de proveitos não regulados associados a atividades não reguladas que esta entidade possa vir a exercer ao abrigo da legislação em vigor, o CT questiona como é que os mesmos podem vir a beneficiar a atividade regulada.
3. O CT questiona ainda, se caso essas atividades venham a apresentar perdas se as mesmas poderão de igual modo afetar os proveitos da atividade regulada.

c) Subsídios e participações

1. De acordo com as normas contabilísticas em vigor, as participações relacionadas com ativos amortizáveis devem ser reconhecidas como rendimentos durante a vida do ativo e, no caso dos subsídios à exploração estes devem ser reconhecidos em resultados no exercício económico a que respeitam.
2. O CT solicita a clarificação sobre a utilização dos termos "subsídios" e "participações" e sua aplicação na fórmula do artigo 17.º do RME, nas componentes designadas por \tilde{S}_t , Am_t e Act_t .

d) Tarifas da EGME aplicáveis aos CEME

1. A proposta de RME prevê que a tarifa a aplicar pela EGME aos CEME seja composta pelos seguintes preços:
 - Termo fixo, definido em Euros por ano;
 - Termo dependente do número de carregamentos, definido em Euros por carregamento;
 - Termo dependente do tempo de carregamento, definido em Euros por hora e por período tarifário.



2. Os dois primeiros preços refletem a estrutura de custos da prestação dos serviços assegurados pela EGME. O termo fixo reflete a existência de uma parte de custos fixos na atividade da EGME, enquanto o segundo preço está associado à necessidade de a EGME registrar e processar toda a informação relativa às transações despoletadas pelos UVE que varia proporcionalmente com o número de carregamentos.
3. A consideração de um termo dependente do tempo de carregamento levanta dúvidas ao CT. Por um lado, a duração dos carregamentos não parece ser um indutor de custos na EGME. Por outro lado, ao aplicar um preço dependente do tempo de carregamento pode estar a promover-se o carregamento nos postos mais rápidos, com maior potência, o que poderá não ser a opção mais eficiente do ponto de vista do sistema elétrico.
4. A utilização do carregamento rápido, em detrimento das formas mais lentas, dificultará a gestão dos consumos de energia ligados à mobilidade elétrica, designadamente a possibilidade de transferir o carregamento para os períodos noturnos, onde é normal existir maior quantidade de produção renovável.
5. Pelas razões apontadas o CT solicita à ERSE o esclarecimento das razões que subjazem à proposta de adoção deste 3.º termo e a ponderação da sua não adoção.

e) Tarifas da EGME aplicáveis aos OPC

1. O documento em análise coloca em discussão dois modelos de tarifa a aplicar pela EGME aos OPC.
2. O primeiro modelo prevê um pagamento único pela integração de novas instalações na rede de mobilidade elétrica, enquanto o segundo modelo prevê, para além de um pagamento inicial, a aplicação de uma tarifa a pagar pelo OPC pela prestação de serviços da EGME ao OPC. Depreende-se que, no primeiro modelo, o pagamento único seria significativamente superior ao que resultaria em caso de aplicação da estrutura tarifária correspondente ao segundo modelo.
3. O CT considera que a segunda opção se poderá adequar mais à realidade atual, caracterizada por reduzidos níveis de atividade. Efetivamente, numa altura em que não existe uma quantidade de UVE suficiente para justificar o investimento em novas instalações de carregamento, um pagamento inicial mais elevado, tenderá a diminuir a propensão dos OPC para expandir a rede existente, com os naturais reflexos negativos no crescimento do número de UVE.
4. Relativamente à metodologia sugerida para a segunda opção, e à semelhança do que acontece em relação às tarifas aplicáveis aos CEME pela EGME, o CT reitera as suas dúvidas e o seu pedido de esclarecimento sobre a inclusão de um termo tarifário dependente do tempo de carregamento.

H. Especificidades das Regiões Autónomas

1. Sendo salutar o alargamento da mobilidade elétrica às Regiões Autónomas, no que concerne a pequenos sistemas isolados, este deve acautelar algumas particularidades.
2. Os postos de carregamento rápidos a introduzir nas ilhas poderão acarretar algumas consequências de curto ou médio prazo já que, o potencial aumento da procura em horas de ponta pode traduzir-se, em reforço de potência em centros produtores (a título ilustrativo, refere-se que um posto de carregamento rápido tem uma potência equivalente a 1% da potência instalada na ilha Graciosa ou 5% da potência instalada na ilha do Corvo).
3. O CT reconhece que o potencial de desenvolvimento da mobilidade elétrica nas Regiões é muito expressivo. Contudo, dado que a inexistência de mercado livre pode gerar ineficiências na participação no CEME num contexto totalmente regulado, o CT sublinha a necessidade de acautelar a não transferência de custos para o Sistema Elétrico Nacional.



Aprovado em 30 de julho de 2015.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁰⁵

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Em cumprimento dos procedimentos legais estabelecidos, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Presidente do Conselho Tarifário, o projeto de diretiva contendo a "*Aprovação de medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira*" solicitando a emissão de parecer sobre o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário, emite o seguinte parecer:

- 1- O CT congratula-se por, oportunamente, ter suscitado a realização de auditorias aos contadores instalados e entende que as mesmas cumpriram os objetivos, identificando procedimentos e sinalizando aspetos a melhorar, corrigir e repor.
- 2- Com efeito, o Conselho sublinha, em geral, o efeito pedagógico das auditorias e os benefícios advenientes das mesmas para as empresas reguladas e para os consumidores, designadamente por permitirem verificar a adequação dos procedimentos a uma realidade dinâmica.
- 3- A proposta de diretiva remetida a parecer pelo CT, determina a compensação aos clientes afetados pelo desacerto horário nos registos dos contadores com tarifa bi-horária e tri-horárias, medidas corretivas em sede de aquisição e de funcionamento de equipamentos de contagem e procedimentos de reporte de anomalias.
- 4- O CT não pode deixar de assinalar o tempo excessivo que decorreu entre a decisão de realização das auditorias nas Regiões Autónomas e a sua concretização, bem como, entre a receção dos relatórios pelo Regulador e a elaboração da Diretiva agora remetida.
- 5- Nota, ainda, que a partir do momento em que foi identificado um problema quanto aos equipamentos de medição no continente até à realização das auditorias nas Regiões Autónomas, as respetivas empresas reguladas aplicaram medidas corretivas nos procedimentos e no parque de contadores multi-horários instalados.
- 6- O CT aguarda as propostas de alteração do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) do setor elétrico, incluindo a definição da banda de tolerância a considerar no futuro, esperando igualmente a sua expressa transposição, com as devidas adaptações, para as Regiões Autónomas.
- 7- De referir, ainda, que do conjunto da documentação recebida o CT não identificou qualquer referência a quem suportará a final os custos da realização destas auditorias, reiterando o seu entendimento que os mesmos não devem ser repercutidos nas tarifas dos consumidores.
- 8- Sem prejuízo do observado, o CT considera que a diretiva proposta responde globalmente aos objetivos preconizados, assinalando, contudo, na especialidade, o seguinte:

³⁰⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.



- a) No ponto 4. alínea d) da proposta de diretiva, é referido que as compensações são suportadas pelas empresas concessionárias quando ocorridas entre 2009 e 2012, enquanto que, nos pontos I.1. e I.2 do anexo, é mencionado "*data anterior a maio de 2012*" pelo que, sugere, que seja clarificada a aparente desconformidade de datas.
- b) A adoção dum perfil de consumo "elástico" para efeitos de cálculo da valorização económica das anomalias dos contadores afigura-se positiva.
- c) O CT entende que opção de compensar "cada situação em concreto" prevista na alínea b) do ponto 4. é a mais correta.
- d) O CT considera que a ERSE deve esclarecer como pretende assegurar a identificação de "*todas as situações de anomalia de atraso no relógio dos contadores multitarifa, cujo contrato preveja a faturação bi ou tri-horária, que tenham ocorrido entre 2009 e 2012*".
- e) O CT concorda com o princípio da aplicação das compensações devidas de forma automática, por iniciativa dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD).
- f) O CT questiona a ERSE quanto à compatibilização da medida referente à dedução dos proveitos permitidos no processo de cálculo das tarifas de cada um dos operadores de rede prevista na alínea h) do ponto 4 com o atual enquadramento regulamentar.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 30 de março de 2015.



3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO



◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDIRD-E2016) ◆

[Consulta Pública n.º 56]

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.¹³⁰⁶

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, sobre a fixação de tarifas e preços, bem como outros documentos que sejam submetidos pelo Conselho de Administração (CA) da ERSE, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a proposta de "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT (PDIRD-E2016)", cabendo ao CT nos termos legais e regulamentares aplicáveis emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso dos trabalhos foram efetuadas ao CT duas apresentações da responsabilidade do Operador da Rede de Distribuição, doravante ORD (EDPD) e da ERSE sobre o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTO PRÉVIO: Ciclo de planeamento do SEN

1. Com base nos pareceres emitidos pela ERSE e pelo Operador de Rede de Transporte (ORT), o operador da RND elabora a proposta final do PDIRD-E, a submeter à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), que a enviará ao membro do Governo responsável pela área da energia, que tem a competência decisória após discussão na Assembleia da República, nos termos da Lei n.º 42/2016 de 28 de dezembro, que, no seu artigo 262.º altera a redação do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, nesse sentido.

Desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD



Fonte: ERSE

³⁰⁶ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



2. O CT considera fundamental que o ciclo de planeamento funcione de forma otimizada, incluindo em matéria de custos, sendo importante que as etapas acima descritas sejam sucessivamente cumpridas.
3. Para tal, é relevante a tomada de posição em tempo útil e coordenada das entidades oficiais competentes, relativamente aos documentos sucessivamente apresentados pelos operadores, por forma a garantir a consistência e a articulação na execução entre os planos de transporte e distribuição e entre estes planos e os RMSA (Relatório de Monitorização de Segurança de Sistema), o que não tem sido plenamente conseguido.
4. O CT releva a não sincronização entre o ciclo regulatório e os ciclos do PDIRD (e também do PDIRT), sendo oportuno referir que algumas propostas do PDIRD se baseiam no atual enquadramento e incentivos regulatórios, sem que a continuidade desse quadro esteja assegurada atendendo à próxima definição de um novo triénio regulatório. Assim, o ciclo de regulação (3 anos), por não ser coincidente com o horizonte temporal exigido 5 anos para o PDIRD (e 10 anos para o PDIRT) também não facilita o exercício previsional e respetiva análise, podendo ferir a consistência do Plano com os parâmetros a aprovar pela ERSE.

I

GENERALIDADE

1. O PDIRD constitui o principal instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND), sendo elaborado com periodicidade bianual e para um período de 5 anos, tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento de energia elétrica e o cumprimento de metas de política energética.
2. O CT regista a qualidade do documento [PDIRD-E2016 (PDIRD 2017-2021)] apresentado pelo ORD e as melhorias verificadas face ao PDIRD anterior, tendo tido em conta a maioria dos comentários de melhorias propostos pela ERSE no seu parecer ao PDIRD-E2014, nomeadamente: análise de mais de um cenário de evolução da procura e de investimento, valorização económica dos benefícios quantificáveis (END e perdas de energia), apresentação do Plano a custos totais e continuidade do envolvimento de instituições científicas nos estudos³⁰⁷ de fundamentação do PDIRD.
3. De acordo com a legislação em vigor, o planeamento da RND deve considerar entre outros, os seguintes aspetos:
 - Assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade.
 - Estar coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos definidos na lei.
 - Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.
 - Ter em conta a caracterização da RND, contendo a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.
 - Ter em consideração o RMSA mais recente.
 - Considerar os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares.

³⁰⁷ Os sumários dos estudos efetuados são apresentados no Anexo 8 à proposta de PDIRD E-2016.



- Considerar as solicitações de reforço da capacidade de entrega solicitada pelas concessionárias das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.
4. De uma maneira geral, o documento do PDIRD-E2016 apresentado justifica adequadamente os investimentos a realizar na RND no período 2017-2021 nos 5 vetores estratégicos definidos no Plano — Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência de Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços — verificando-se uma redução do investimento relativamente ao passado recente,
 5. A atual proposta de PDIRD-E 2016 descreve, para o horizonte 2017-2021, um investimento global de 849 milhões de euros para o cenário central a custos totais, refletindo um conjunto de 120 projetos de investimento específico, englobados em programas de investimento, cujo montante global a custos primários ascende a 511 milhões de euros no cenário de referência (n.º 2), dos quais 280 milhões de euros³⁰⁸ correspondem a projetos e a programas de investimento já aprovados no PDIRD-E 2014 para o período 2017-2019.
 6. A redução de investimento previsto traduz-se na passagem para valores médios anuais de CAPE)(total a custos totais de 164,2M€/ano em 2017-2018 e 150,4M€/ano em 2019-2021, o que corresponde a uma redução de 21% relativamente ao verificado no período 2014-2016, que foi de 189,3M€/ano³⁰⁹.
 7. Os investimentos terão impacto na tarifa de uso da rede com um retorno decorrente da taxa de remuneração do capital definida pela ERSE bem como a inerente amortização, reafirmando o CT a recomendação de se efetuar o escrutínio pela ERSE dos investimentos propostos em cada PDIRD.

II

ESPECIALIDADE

A — Análise dos vetores de investimento propostos pelo ORD

1. O planeamento deve assegurar que a rede satisfaça as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações. Neste quadro, de acordo com o ORD, na elaboração do PDIRD foram tidos em consideração:
 - A evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações;
 - Os níveis de perdas na rede de distribuição;
 - O desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnico;
 - A redução das assimetrias de qualidade de serviço técnico entre regiões;
 - A redução dos custos operacionais do sistema;
 - O aumento de inteligência na gestão otimizada da rede (novo item relativamente ao PDIRD anterior).

³⁰⁸ Slide 4 da apresentação da ERSE.

³⁰⁹ Estes números resultam ou constam da Tabela 11.9, página 216 da proposta do PDIRD E 2016.



- Tal como mencionado no ponto 4.³¹⁰ foram considerados 5 vetores estratégicos de investimento, sendo o vetor "Acesso a novos serviços" um novo vetor relativamente ao PDIRD anterior.
2. Os investimentos que não se enquadram, total ou parcialmente, nestes vetores foram incluídos na rubrica "Outros", entre os quais os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares [contadores, promoção ambiental, beneficiações extraordinárias, abertura e restabelecimento das RSFGC (Redes Secundárias de Faixas de Gestão de Combustível) e corrente urgente]. Como cada programa de investimento pode contribuir para um ou vários vetores de investimento consta do Plano uma matriz com as respetivas contribuições.
 3. Em relação à segurança de abastecimento, o ORD destaca que a RND deverá assegurar a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança regulamentares, incluindo o abastecimento das redes BT. Será ainda necessário antecipar os valores da potência de ponta em cada zona, quer decorrente da evolução dos consumos quer através da sinalização de zonas de crescimento localizado, considerando como área de referência o concelho.
 4. Neste Plano, o ORD considerou como cenário de referência o cenário central de consumos, com uma taxa de crescimento média anual de 0,83% no período 2017-2021. A evolução do investimento neste vetor prevê uma redução do desenvolvimento de rede associado a novas subestações e linhas AT e MT e um crescimento do investimento obrigatório relacionado com a ligação de clientes resultante da recuperação económica que se espera.
 5. Os investimentos a custos primários neste vetor considerados pelo ORD correspondem a cerca de 20% do montante global do investimento específico previsto no Plano.
 6. O vetor Qualidade de Serviço Técnico (QST) que consta na proposta deste plano visa assegurar a melhoria da qualidade de serviço, com enfoque na redução das assimetrias, através de investimentos que pretendem atingir os seguintes objetivos:
 - Ligeira melhoria da qualidade de QST;
 - Redução das assimetrias de QST;
 - Aumento da resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
 - Melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
 - Melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
 - Redução do número de interrupções breves;
 - Garantia da qualidade da onda de tensão.
 7. O ORD menciona que o Plano mantém a mesma estratégia do anterior, embora especificando mais duas áreas, nomeadamente a redução do número de interrupções breves e a garantia da qualidade da onda de tensão.
 8. No âmbito do vetor da QST, foram analisados pelo ORD três cenários de investimento tendo o ORD proposto o cenário central neste PDIRD 2017-2021, que corresponde a um investimento médio anual de 41,8 M€, cujo objetivo é atingir uma ligeira melhoria do nível de qualidade de serviço global para um grau de confiança de 95% e reduzir a assimetria entre regiões, admitindo um risco de ligeira degradação nas zonas com melhor qualidade,

³¹⁰ Pág. 3 da Generalidade.



9. Globalmente, os benefícios estimados pelo ORD associados aos projetos de investimento, previstos no cenário central, com impacto na qualidade de serviço, representam no fim do período 2017-2021, ganhos anuais de 5,5GWh³¹¹ de energia não distribuída (apenas a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria).
10. A custos primários, os investimentos neste vetor considerados pelo ORD correspondem a cerca de 41% do montante global do investimento específico previsto no Plano, sendo as parcelas mais significativas a melhoria da QST e a renovação e reabilitação de ativos AT/MT. Considerando um cenário equilibrado o CT concorda com esta opção.
11. Tendo em vista o vetor "Eficiência da rede", o objetivo deste Plano é reduzir os níveis de perdas na RND, sendo alocado neste vetor cerca de 8% do montante global do investimento específico a custos primários.
12. O CT considera fundamental o acompanhamento dos resultados dos programas associados ao vetor eficiência da rede (desenvolvimento de rede; redução de perdas técnicas AT/MT; renovação e reabilitação de ativos AT/MT) cujos benefícios estimados pelo ORD, associados aos projetos de investimento deste PDIRD-E, representam no fim do período 2017-2021 ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 73,7 GWh³¹².
13. No vetor "Eficiência operacional", o objetivo apresentado é dar prioridade aos investimentos que potenciem a redução de custos operacionais, encontrando-se identificados os seguintes programas, nomeadamente:
 - Programa "Automação de subestações e modernização de sistemas de proteção, comando e controlo";
 - Programa "Sistemas inteligentes de supervisão e operação e telecomunicações";
 - Programa "Renovação e reabilitação de ativos AT/MT";
 - Programa "Beneficiações extraordinárias";
 - Programa "Investimento corrente urgente".
14. Com o aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência e potenciar o aparecimento de novos projetos que levam a alterações no âmbito em que se inserem os vetores de investimento.
15. Esses desafios relacionam-se com (i) a penetração da PRE cada vez mais significativa, (ii) o aumento da utilização de veículos elétricos, (iii) a capacidade de armazenamento, (iv) a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, o que motivou o ORD a introduzir um novo vetor, designado "Acesso a novos serviços", fundamentado através de estudo realizado pelo INESC TEC.
16. Com o redesenho dos vetores estratégicos, o novo vetor "Acesso a novos serviços" tem por objetivo identificar a melhoria da capacidade de resposta do ORD, através de investimento inovador que proporcione maior inteligência na rede e que permita aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND, estando previsto um valor de 7% do montante global do investimento específico a custos primários.

³¹¹ Página XIX do sumário executivo do documento do PDIRD.

³¹² Página XIX do sumário executivo do documento do PDIRD.



B — Evolução do consumo

1. Para servir de base à elaboração do PDIRD, foram fornecidos pela DGEG os pressupostos, incluindo os consumos, que estiveram na base do RMSA de 2014, embora este não tenha sido ainda aprovado e publicado à semelhança dos referentes aos anos seguintes.
2. A proposta do PDIRD 2016 apresenta três perspetivas de evolução do consumo de eletricidade para o período 2016-2021: cenário superior, cenário central e cenário inferior, baseadas num estudo realizado pela EDP-D, considerando os consumos verificados nos anos de 2014 e 2015 e as previsões mais recentes para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética.
3. A proposta do PDIRD 2016 utiliza como referência para a previsão da procura o cenário central do estudo da EDP o qual regista um crescimento médio anual de 0,83 96, entre 2017 e 2021, sendo maior esse crescimento nos níveis de tensão mais elevados (AT e MT).
4. O CT considera que o cenário de referência adotado no PDIRD é adequado e está de acordo com os dados mais recentes.
5. A proposta do PDIRD considera nas suas projeções as necessidades decorrentes da produção embebida bem como das medidas de eficiência energética. No entanto, relativamente à penetração do veículo elétrico, o plano assume que nos anos iniciais, o acréscimo de consumo por esta via não terá impacto relevante na rede e por isso não foi considerado.
6. A previsão global da procura tem influência apenas nas análises de impacto tarifário dado que os projetos de investimento na RND têm influência local e o seu dimensionamento tem por base o valor da ponta nas zonas em estudo (que será função da procura ou da produção de eletricidade nesse local).

C - Perdas globais nas redes de distribuição

1. A proposta do PDIRD-E considera a evolução das perdas globais (perdas técnicas mais perdas não técnicas) nas redes de distribuição, que se patenteia no quadro seguinte³¹³.

| Energia transitada nas Redes de Distribuição (GWh) | | | | |
|--|---------|-----------|------------|---------|
| | Entrada | Saída (S) | Perdas (P) | p/S (%) |
| 2013 | 48545 | 43858 | 4687 | 10,69 |
| 2014 | 48110 | 43808 | 4302 | 9,82 |
| 2015 | 48392 | 44277 | 4115 | 9,29 |
| 2016 | 48339 | 44391 | 3948 | 8,89 |
| 2017 | 48581 | 44685 | 3896 | 8,72 |
| 2018 | 48832 | 45032 | 3800 | 8,44 |
| 2019 | 49118 | 45388 | 3730 | 8,22 |
| 2020 | 49681 | 45965 | 3716 | 8,08 |
| 2021 | 49951 | 46257 | 3694 | 7,99 |

³¹³ Extraído da tabela 5.2 (Previsão de consumos globais) do PDIRD E2016.



2. O CT considera como favorável aos interesses dos agentes do setor elétrico a tendência de diminuição verificada a partir de 2013, que o ORD prevê que seja mantida, para que no final do período o valor de perdas globais se situe ao nível dos melhores anos já registados.
3. O CT continua a evidenciar, reforçando o já expresso no [parecer](#) que emitiu para a anterior proposta de PDIRD-E, que é indispensável a finalização de medidas que o ORD tem em curso, das quais se destacam a instalação de equipamentos inteligentes — DTC nos postos de transformação e EB nos pontos de entrega - de molde a possibilitar uma avaliação mais efetiva das perdas totais (técnicas mais não técnicas) nas redes de distribuição em baixa tensão (RDBT).
4. No domínio das perdas não técnicas, o CT considera indispensável que a ERSE desenvolva medidas que permitam quantificar essas perdas e atuar no sentido da sua prevenção e combate.
5. No domínio das perdas técnicas, a proposta de PDIRD-E assinala que o cálculo da energia de perdas técnicas na RND (AT/MT) é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (DPlan — *Distribution Planning*) considerando a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas e assume o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede elencando um programa específico de investimentos que se estrutura na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de secção reduzida.
6. O CT regista que a proposta do PDIRD-E refere ainda que o nível de perdas técnicas na RND é considerado adequado³¹⁴, constatando-se existir um valor de perdas técnicas estabilizado que compensa o efeito da ligação de PRE na AT e que apresenta um risco diminuto face a cenários com níveis de procura mais elevados.
7. O CT considera positiva a evolução esperada no domínio das perdas técnicas na RND:
 - Por a mesma significar que os investimentos ponderados no PDIRD-E para o vetor eficiência vão conduzir a um decréscimo das perdas técnicas que se estima em 73,7 GWh/ano no final do período, contribuindo assim para que as tarifas pagas por todos os consumidores não sejam oneradas por esta via.
 - Por o ORD assinalar que continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

D — Redes inteligentes

1. Na avaliação da proposta de PDIRD, o CT teve presente os desafios que estão colocados aos operadores de redes que decorrem da necessidade de dar resposta a diversos objetivos regulatórios e de política energética, designadamente a integração de produção descentralizada e a criação de condições favoráveis para a participação ativa dos consumidores no mercado ("*demand response*").
2. Os desenvolvimentos verificados na última década vieram aumentar significativamente as exigências ao nível da operação de redes e de disponibilização de informação ao mercado. Esta realidade tem conduzido a necessidades de investimento em novas soluções tecnológicas que permitam efetuar a operação das redes de forma eficiente e com elevados padrões de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço.

³¹⁴ Baseado em estudo do INESC-TEC, que o situa em 2,2% o que comprova o já anteriormente referido no PDIRD-E 2014 suportado em estudo do IST.



3. É neste contexto que surge o conceito de "rede inteligente" definida pelo *Council of European Energy Regulators* (CEER).³¹⁵
4. A proposta de PDIRD tem em conta esta nova realidade das redes elétricas prevendo investimentos significativos em redes inteligentes, verificando-se, à semelhança do que acontece nos restantes países desenvolvidos, um aumento do peso relativo deste tipo investimentos, que representa cerca de 25% do investimento específico total (131,8 M€ num total de 510,6 M€ a custos primários).

A proposta de PDIRD enquadra os investimentos em redes inteligentes nas seguintes categorias:

- Sensorização e monitorização- preparação da rede para permitir a recolha de mais informação e com maior fiabilidade de modo a permitir uma operação mais rápida e inteligente;
 - Automação e telegestão — automatização e gestão ativa da rede através da instalação de novos componentes e funcionalidades com características tecnológicas avançadas;
 - Telecomunicações e cibersegurança — modernização dos sistemas de telecomunicações e implementação de medidas destinadas a aumentar o nível de cibersegurança;
 - Automação do processamento e análise de dados — necessidade de aumentar a capacidade de processamento e análise dos dados recolhidos da rede.
5. O CT considera adequado o investimento em projetos de redes inteligentes com análises custo-benefício positivas, de modo a que sejam criadas condições para responder aos novos desafios e complexidades sem aumentar os custos das redes para os consumidores.

E — Projeto "Aumento de resiliência das linhas aéreas"

1. O PDIRD 2016 prevê um investimento de 7,5 milhões de euros que visa dar continuidade ao projeto-piloto do Lourçal, incluído no PDIRD 2014, alargando as intervenções a 43 novos concelhos com zonas de risco identificadas com base no Estudo realizado pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e a Universidade de Lisboa. O projeto-piloto ainda se encontra a decorrer, sendo prevista a sua conclusão em 2017.
2. O projeto-piloto e o investimento agora proposto têm como objetivo diminuir o risco de queda, derrube ou varejamento de árvores fora da faixa de proteção, motivada por eventos de natureza extrema, através de acordos com os proprietários para a reflorestação das zonas de risco com árvores de menor porte.
3. Sendo o SEN infraestruturas de interesse estratégico nacional, a sua segurança deve ser garantida, pelo que, as medidas a adotar para garantir a segurança devem ser devidamente enquadradas na legislação e regulamentação do setor elétrico.
4. Neste sentido, o CT recomenda que, a ERSE e os operadores de redes avaliem as ferramentas legais que têm ao dispor para garantir a segurança das redes e que se desenvolvam esforços para promover uma revisão e adequação da legislação às necessidades atuais.
5. Relativamente ao investimento da proposta de PDIRD em análise, o CT considera prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Lourçal e pela apresentação de um relatório detalhado sobre o mesmo, de modo a poder aferir os reais benefícios do investimento, permitindo uma opinião mais fundamentada do CT.

³¹⁵ "Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it — generators, consumers and those that do both — in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety."



6. Estando prevista a conclusão do projeto-piloto em 2017, o CT recomenda que sejam seguidos os seguintes passos sequenciais:
 - a) Após a conclusão do projeto-piloto do Louriçal, o ORD deverá elaborar um relatório detalhado sobre os resultados obtidos;
 - b) Este relatório deverá ser submetido à apreciação da ERSE com solicitação de parecer ao CT.
 - c) A continuidade do projeto dependerá da apreciação positiva do relatório.

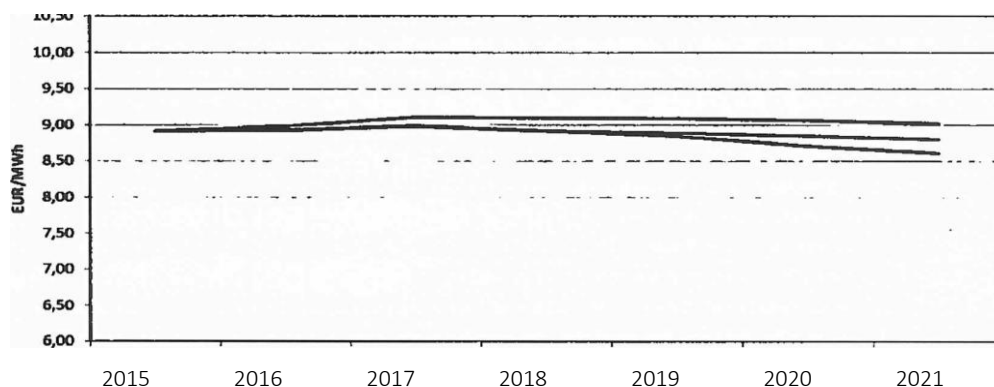
F - Impacto tarifário da proposta de PDIRD-E 2016 (2017-2021)

1. Como referido anteriormente, o CT pôde contar com duas apresentações dedicadas à análise da proposta do plano de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição para o período 2017-2021, respetivamente pelo ORD e pela ERSE.
2. As duas entidades abordaram o tópico do impacto tarifário na mesma perspetiva, ou seja, através de simulações dos impactos dos custos decorrentes das necessidades de investimento da RND propostos nos proveitos unitários da atividade de distribuição de energia elétrica a recuperar pela aplicação da tarifa de uso das redes de distribuição aos consumidores. Essas estimativas foram realizadas para diferentes cenários de procura.
3. O CT considera que estaria em melhores condições de emitir uma avaliação objetiva no seu parecer se pudesse ter contado com uma estimativa do impacto tarifário dos investimentos propostos ao nível de tarifas de acesso³¹⁶, reconhecendo que seria necessário fixar um conjunto de hipóteses para o efeito.
4. O CT recorda que no parecer da ERSE ao anterior PDIRD-E, tal exercício foi efetuado onde se estimaram os impactos nas tarifas URD, nas tarifas de acesso por nível de tensão e tarifas finais.
5. O CT considera como boa prática a partilha deste exercício e este deveria ter sido apresentado ao CT.
6. Adicionalmente, os cenários adotados pelo ORD, por um lado, e pela ERSE, por outro, não são coincidentes, pelo que a comparabilidade dos dois exercícios está irremediavelmente comprometida.
7. Consta-se que:
 - a) A ERSE opta por três cenários de procura: um cenário dito "central" com valores T2017 e a partir de 2018, uma evolução em linha com o cenário inferior apresentado no PDIRD 2017-2021; um cenário dito "superior" correspondente ao cenário superior considerado no PDIRD 2017-2021; finalmente, um cenário chamado de "inferior" onde se prevê os níveis de procura reais de 2015, seguindo-se uma variação nula nos anos seguintes.
 - b) Os resultados, enquadrados com algumas hipóteses identificadas, apontam para uma relativa estabilidade dos proveitos unitários nos anos 2017-2019, abaixo dos 9€/MWh para os dois primeiros cenários.

³¹⁶ E das tarifas de venda a clientes finais do CUR.



Proveito Unitário PDIRD 2017-2021



—Proveito unitário (cenário superior) —Proveito unitário (cenário central) —Proveito unitário (cenário inferior)

Fonte: ERSE, Apresentação ao CT

- c) O ORD, por seu turno, opta por um cenário de evolução da procura resultante de estudo próprio, onde considera os consumos verificados nos anos 2014 e 2015 e as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética. Com base no cenário central, conclui que é possível atingir em 2021 o nível de proveitos unitários da atividade de distribuição de 2016 (9,05€/MWh), ainda que não detalhe totalmente as hipóteses subjacentes ao modelo de cálculo adotado.

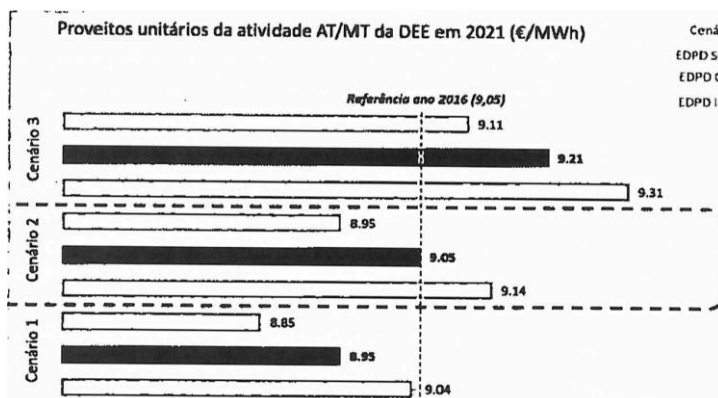
Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE para os diferentes cenários

Euros/MWh

| Investimento | Consumo | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Taxa anual de crescimento | Variação acumulada 15-21 |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------------------|--------------------------|
| | | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | Unitário (€/MWh) | | |
| Investimento Cenário Central | Cenário Central | 8,80 | 9,05 | 9,11 | 9,16 | 9,17 | 9,08 | 8,95 | 0,00% | -0,01% |
| | Cenário Superior | 8,80 | 8,99 | 9,04 | 9,09 | 9,08 | 8,99 | 8,95 | -0,08% | -0,41% |
| | Cenário Inferior | 8,80 | 9,11 | 9,17 | 9,23 | 9,24 | 9,17 | 9,14 | 0,08% | 0,39% |

Fonte. Proposta de PDIRD 2016, EDPD

Graficamente, e para o ano de 2021:



Fonte: EDP D, Apresentação ao CT



8. Perante estas duas simulações, onde somente o cenário superior adotado pela ERSE coincide com o cenário superior da proposta constante da proposta de PDIRD, dificultando como referido o foco de uma análise tarifária, sugere o CT:
 - Uma maior uniformização das metodologias e convergência de alguns cenários para as estimativas dos proveitos unitários.
 - A inclusão, por parte da ERSE, do cenário de referência adotado na proposta do PDIRD.
9. Apesar do exposto, o CT considera que é relativamente plausível que a proposta de PDIRD 2017-2021 conduza a uma ligeira diminuição ou estabilidade do nível de proveitos permitidos na atividade de distribuição, caso se mantenham os principais eixos regulatórios atuais, muito em particular, ao nível da remuneração do capital

G — IMPACTOS E BENEFÍCIOS

1. É com satisfação que o CT verifica que na proposta de PDIRD são apresentados os benefícios esperados, quantificados, tanto em termos globais como individualmente, em cada ficha de projeto de investimento.
2. No entanto, considera o CT que para uma análise mais completa do PDIRD é essencial a quantificação monetária dos referidos benefícios esperados, que na presente proposta apenas se verifica nos vetores QST e Eficiência de Rede.
3. Verifica-se ainda que a valorização monetária relativa aos benefícios associados à redução de energia não distribuída e à redução de perdas técnicas das redes não abrange todos os projetos da proposta, informação que o CT considera imprescindível que conste numa proposta de PDIRD.
4. Por outro lado, importa ponderar se os benefícios apresentados justificam a realização dos investimentos propostos, considerando que, a análise custo-benefício apresentada nas fichas dos projetos refere os custos primários dos mesmos, o CT considera que, os restantes custos relacionados com os projetos não são negligenciáveis, sendo benéfico, para uma melhor apreciação do custo-benefício dos projetos, que sejam incluídos todos os custos ou, pelo menos, uma estimativa.

H — Avaliação ex-post do PDIRD

1. O CT reconhece a importância do PDIRD enquanto instrumento de planeamento da RND que prevê o conjunto dos investimentos a realizar no período destinados a assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento, os padrões de qualidade legalmente exigidos ao ORD, bem como, o cumprimento das metas de política energética.
2. Por forma a atingir esses objetivos, o CT entende que é crucial que a execução dos investimentos inclusos no plano seja monitorizada e sujeita a uma avaliação por parte do regulador.
3. O CT regista que a documentação de suporte à apresentação da proposta de PDIRD não contém a avaliação da execução do plano anterior, elemento que teria contribuído para uma análise mais robusta do conjunto dos investimentos que agora são propostos.
4. Neste contexto, o CT retoma a recomendação que formulou no parecer sobre o PDIRD-E 2014 no sentido de a ERSE incluir na documentação de suporte da consulta pública a avaliação da execução do plano anterior.



III

CONCLUSÕES

O CT considera que a proposta de PDIRD-E 2016 cumpre os objetivos, sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas que a ERSE deverá ter em consideração na emissão do seu parecer.

Aprovado em 19 de janeiro de 2017.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 ◆ [\[Consulta Pública n.º 53\]](#)

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho preveem a existência dum Conselho Tarifário, órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."

O Conselho Tarifário reúne as suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural ordinariamente uma vez por ano a fim de emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo³¹⁷ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Extraordinariamente, as secções do Conselho Tarifário reúnem por convocação do seu presidente, por sua iniciativa, a pedido de, pelo menos, um terço dos seus membros ou a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE.

Neste contexto, o Conselho de Administração da ERSE remeteu ao Conselho Tarifário o documento que se encontra em consulta pública intitulado "*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o Período 2016-2025*", solicitando a contribuição do Conselho no âmbito da mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 29.12.2015. Igualmente, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), fez uma apresentação do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade em Portugal continental para o período 2016-2025 (PDIRT 2016-2025) na mesma data.

Atendendo a que a forma de pronúncia do Conselho Tarifário é por intermédio de pareceres, nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º e n.º 2 do artigo 49.º dos Estatutos da ERSE, a Secção do Setor do Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

1. Enquadramento Legislativo

A elaboração do PDIRT 2016-2025 pela REN - Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da rede de transporte, encontra-se enquadrada por:

1.1. Legislação comunitária

- **Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas.

Esta Diretiva transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 29/2006 e o Decreto-Lei n.º 172/2006, respetivamente.

- **Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, estabelece o conceito de plano decenal, *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP), a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.

³¹⁷ Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.



O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, deve "*basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em conta os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do artigo 12.º e, se for caso disso, os aspetos comunitários do planeamento das redes, designadamente as orientações para as redes transeuropeias de energia*"

Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da REORT para a eletricidade (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de eletricidade, vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSO-E),

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete ao REORT.

A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o TYNDP, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho,

- **Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril** - relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que se destina a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias, em particular os corredores prioritários para a integração de mercados, podendo, por isso, influenciar as decisões de investimento a nível nacional.

De modo a desenvolver as áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, este regulamento estabelece critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum (PCI) para União Europeia e contempla três objetivos principais:

- ✓ facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- ✓ estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;
- ✓ determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *connecting europe facility* (CEF) — mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

A primeira lista de PCI da União foi adotada pela Comissão através do Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro. De acordo com o n.º 4 do artigo 3.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, as listas de PCI serão estabelecidas de dois em dois anos. O processo de adoção da segunda lista de PCI encontra-se atualmente em fase de finalização.

- **Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro** - determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.

1.2. Legislação nacional

- **Decreto-Lei n.º 2150/2012, de 8 de outubro** - procedeu à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

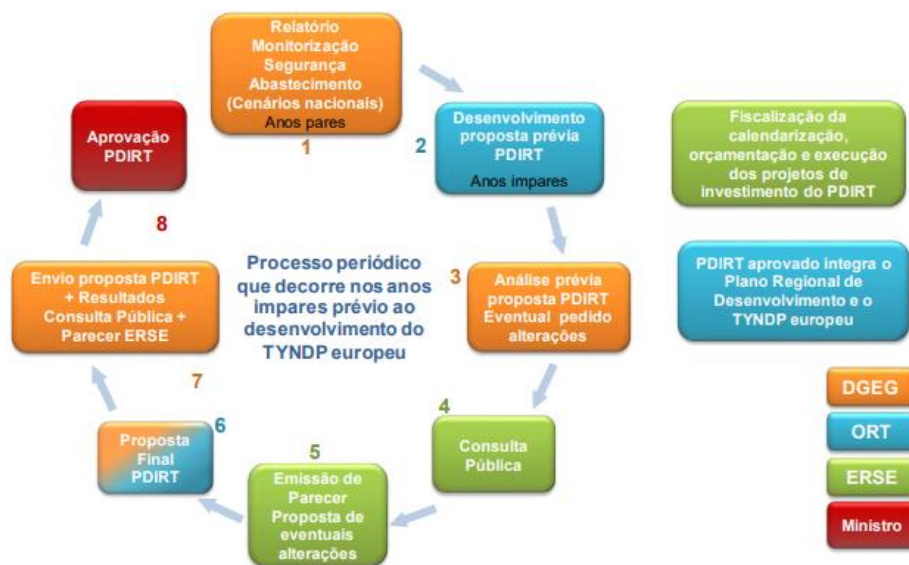


- **Decreto-Lei n.º 2154/2012, de 8 de outubro** - procedeu à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, dando também execução ao Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

Nos termos do artigo 36.º-A do referido diploma, são expressas orientações relativas às seguintes matérias:

- ✓ os objetivos do PDIRT-E 2015;
- ✓ Os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRT-E 2015.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte pode sintetizar-se:



- De acordo com a alínea e) do n.º 2 do artigo 24.º e no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215A/2012, de 8 de outubro, o planeamento da rede de transporte integra a caracterização da RNT e o PDIRT.
- O planeamento da RNT deve prever medidas destinadas a assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, tendo em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, no âmbito do mercado interno da eletricidade.
- Para estes efeitos, de acordo com o n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, o PDIRT deve ser elaborado, para além de outros elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, tendo em conta o detalhado no ponto 2 infra.
- De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215B/2012, de 8 de outubro, a REN-Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da rede de transporte, deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação a sua proposta de PDIRT, apreciação que incide nas necessidades de



investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento e o cumprimento de outras metas de política energética.

- A presente proposta de PDIRT 2016-2025, de junho de 2015, é agora submetida a consulta pública pela ERSE. Esta proposta tem em consideração e incorpora os decorrentes pedidos de alterações recebidos da DGEG em abril de 2015 sobre a proposta inicial de PDIRT 2016-2025 enviada pela REN àquela entidade em março desse ano.
- Em cumprimento do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE promove uma consulta pública pelo prazo de 30 dias.
- Os resultados da consulta pública, acompanhados do parecer da ERSE, serão posteriormente enviados para o membro do Governo responsável pela área da energia que decidirá sobre a sua aprovação.
- O CT ressalva, assim, que, a sua apreciação é de carácter essencialmente técnico e tem em vista habilitar a ERSE com um conjunto de recomendações ou preocupações que deverão ser tomadas em conta no parecer final a emitir pelo regulador até porque, uma vez aprovado o Plano, caberá à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT, previstos no PDIRT, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições.

2. Pressupostos técnicos e legislativos tomados em consideração na elaboração do PDIRT 2016-2025

O operador da RNT propõe no PDIRT 2016-2025 os seguintes objetivos estratégicos:

- Política energética;
- Segurança do abastecimento;
- Qualidade de serviço;
- Competitividade;
- Eficiência;
- Valorização sócio ambiental,

Alicerçados nos seguintes vetores de investimento:

a) Desenvolvimento estratégico da rede

- Receção de novos centros electroprodutores
- Reforços internos de rede

b) Apoio à rede de distribuição

- Novos pontos injetores
- Reforço transformação MAT/AT
- Ampliações de subestações

c) Interligações internacionais

- Nova linha de interligação e reforço da capacidade de interligação líquida para fins comerciais

d) Gestão de fim de vida útil de ativos

- Substituição seletiva de ativos baseada no seu estado



e) Otimização territorial da rede

- Valorização de património mundial e de zonas de elevada densidade populacional e urbanisticamente consolidadas.

3. Evolução face à proposta de PDIRT 2014-2023

3.1. O CT destaca a melhoria de sistematização e clareza na disponibilização de dados por parte da REN, designadamente:

3.1.1. **Previsão da evolução do consumo de eletricidade:** a proposta incorpora a evolução da procura mais recente, adotando, como cenário central a menor exigência prevista no RMSA-E 2014, e realizando uma análise de sensibilidade a outros cenários de evolução da procura.

3.1.2. **Previsão para a ponta de carga da RNT:** foi documentada a contribuição da produção distribuída na satisfação da 'carga natural', tanto ao nível do funcionamento global da RNT, como também da segurança de abastecimento em cada ponto de entrega.

3.1.3. **Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento:** foi adotada uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, assente numa análise multiatributo, para apoio à decisão no exercício de planeamento, numa ótica de custo e benefício.

3.1.4. **Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas:** foi incluída uma caraterização e justificação individual dos principais projetos de desenvolvimento da rede, sob a forma de ficha padrão integrando informação sobre enquadramento, benefícios esperados, descrição, alternativas e diagrama unifilar, com o objetivo de clarificar e fundamentar os projetos.

3.1.5. **Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT:** decomposição anual do valor de investimento específico na atividade de transporte de energia elétrica e de gestão global do sistema para o primeiro quinquénio do plano, dos montantes correspondentes a entradas em exploração para cada vetor de investimento (líquidos de participações de terceiros), permitindo uma perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas.

3.1.6. **Adiamento de projetos de investimento na RNT para receção da nova produção:** a proposta não prevê a entrada de nenhuma nova grande central térmica até 2025, adotando um cenário de manutenção do atual parque térmico.

No que se refere à grande hídrica, do conjunto de novos aproveitamentos previstos na proposta de PDIRT 2014-2023 e que ainda não entraram em exploração, a presente proposta mantém todos os restantes, adiando-os no tempo, e não incorpora os aproveitamentos que, de acordo com as mais recentes indicações da DGEG, não entrarão em exploração no horizonte temporal da proposta de PDIRT 2016-2025,

- a) No que se refere à grande hídrica, nos primeiros 5 anos, destacam-se Venda Nova III e Foz Tua a entrar em exploração em 2016.



| Central | Potência Instalada (MW) | N.º de Grupos | Data de entrada em serviço |
|---------------------------|---|---------------|----------------------------|
| Venda Nova III | 780 (bombagem) | 2 | 2016 |
| Foz Tua | 251 (bombagem) | 2 | 2016 |
| Subtotal até 2018 | 1031 (bombagem) | 4 | 2016 |
| Girabolhos/Bogueira | 364 (bombagem) + 31 | 2+3 | 2020 |
| Daivões | 114 | 2 | 2020-2022 |
| Gouvães | 880 (bombagem) | 4 | 2020-2022 |
| Alto Tâmega | 160 | 2 | 2020-2022 |
| Fridão | 238 | 1 | 2022 |
| Subtotal 2019-2025 | 1787 1244 com bombagem | 14 | 2020-2022 |
| Total | 2818 2275 com bombagem | 18 | 2016-2022 |

Fonte: PDIRTe

b) Na produção, excluindo a Grande Hídrica e Grande Térmica, destacam-se os primeiros 5 anos, por valores globais de capacidade instalada (MW) por tecnologia que é coincidente com o previsto no RMSA, conforme indicado no quadro seguinte.

| Horizonte | Cogeração | RSU | Biomassa | Ondas | Biogás | Solar | PCH | Eólica* |
|-----------|-----------|-----|----------|-------|--------|-------|-----|---------|
| 2015 | 1640 | 77 | 130 | 1 | 59 | 400 | 436 | 4842 |
| 2016 | 1660 | 77 | 140 | 6 | 60 | 460 | 434 | 4942 |
| 2020 | 1700 | 77 | 220 | 6 | 60 | 720 | 470 | 5300 |
| 2025 | 1840 | 77 | 250 | 6 | 65 | 810 | 570 | 5820 |

* A partir de 2017 inclui 25 MW de produção "offshore" ao largo de Viana do Castelo

3.1.7. Remodelações de instalações e equipamentos da RNT: são descritas as necessidades de investimento a realizar na modernização da RNT, tendo por base uma análise quantitativa e qualitativa do estado dos respetivos ativos, ponderado pelo nível de risco associado.

3.1.8. Impacte tarifário do volume de investimento proposto: é apresentada uma estimativa do impacto tarifário.

4. Investimentos obrigatórios

4.1. O CT relembra que, apesar do PDIRT 2014 - 2023 não ter sido explicitamente aprovado, a REN, na sua qualidade de concessionária da RNT, e de acordo com as orientações do Concedente, tem que assegurar a realização dos investimentos que permitam:

a) A implementação do PDIRD, que foi aprovado em 2015, exige uma colaboração e sincronização com o ORD e, naturalmente, investimentos por parte da concessionária da RNT que se encontram, ou não, elencados no PDIRT;



- b) A concretização do PNBEPH, em particular as ligações das centrais hídricas com bombagem, Venda Nova III e Foz Tua, que entrarão em exploração em 2016;
 - c) A integração da nova produção renovável já licenciada;
 - d) A construção atempada da infraestrutura de transporte offshore pela concessionária da RNT para possibilitar o aproveitamento dos recursos marinhos, nomeadamente produção eólica offshore e escoamento da mesma, projeto enquadrado "*No Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte de 2020 (PNAER2020)*", consagrado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada em 10 de abril de 2013.
- 4.2 Como refere a REN no documento disponibilizado a consulta pública, alguns investimentos já se encontram em execução, nomeadamente por despachos da tutela produzidos oportunamente, considerando o CT que esta realidade deve ser expressamente identificada e separada.
- 4.3 O CT recomenda que o Plano colocado a discussão pública passe a identificar, separando-os por origem (ex. PDIRD; novas ligações), quais os investimentos que são o resultado de compromissos anteriormente assumidos.

5. Integração de produção eólica offshore

- 5.1. O PDIRT em discussão encontra-se dividido em dois períodos 2016/2020 e 2021/2025, sendo indicativo o investimento neste último período.
- 5.2. Tal como mencionado no PDIRT a elaboração, a cada dois anos, do plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte, permite um acompanhamento mais preciso do contexto e dos fatores críticos de decisão, através da janela temporal deslizante de dez anos subsequentes e assim, em cada nova edição, ter uma perspetiva com maior acuidade dos investimentos da RNT para o segundo quinquénio do horizonte do atual Plano.
- 5.3. O PDIRT apresenta e justifica a relação entre os vetores de investimento da rede de transporte e os principais objetivos estratégicos nacionais, onde se insere a infraestrutura estratégica da RNT para recolha de energia de aproveitamentos de energia renováveis.
- 5.4. Ora, tendo por base a política energética e os inerentes desenvolvimentos mais recentes, é necessário construir, até final de 2017, as infraestruturas elétricas de ligação à RNT do centro electroprodutor *offshore*, denominado por projeto *WindFloat*, ao largo de Viana do Castelo, materializando uma medida de política energética, para apoio à implementação de tecnologias inovadoras, uma vez que o suporte financeiro deste projeto, designadamente no âmbito do NER300, está sujeito ao cumprimento dos prazos de implementação estabelecidos no programa.
- 5.5. Sendo este um investimento inovador, dada a inexistência de preços de referência e a posterior repercussão nas tarifas, o CT recomenda à ERSE que, no âmbito das suas funções, faça um acompanhamento específico da concretização deste investimento e respetivos custos de operação.

6. Agilização do procedimento de consulta e conteúdo das questões

- 6.1. O CT reforça a recomendação de agilização do processo de consulta pública e a necessidade de ajustar os timings dos procedimentos, evitando que os documentos apresentados a discussão pública e decisão se baseiem em estimativas ultrapassadas.
- 6.2. Acresce que, a existência dum desfasamento temporal entre a apresentação do PDIRT face à aprovação do PDIRD como sucede no caso concreto, reforça a necessidade duma identificação dos investimentos que estão em curso.



- 6.3. O Conselho reitera que a formulação das questões pela ERSE continua a poder ser melhorada, devendo evitar que sejam indutoras de respostas, demasiado genéricas ou excessivamente técnicas.

7. Proposta PDIRT 2016-2025

- 7.1. O PDIRT é um instrumento de planeamento apresentado pelo ORT orientado por objetivos estratégicos, cuja elaboração obedece aos padrões de segurança para planeamento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) e demais disposições legais e regulamentares em vigor, nomeadamente as relativas à qualidade de serviço.
- 7.2. O PDIRT deve ter em conta as orientações de política energética, os pedidos de ligação de nova produção, as solicitações de reforço do operador da rede de distribuição e estar coordenado com o plano decenal à escala europeia.
- 7.3. A atual proposta de PDIRT resulta da revisão efetuada pelo ORT após uma primeira apreciação da DGEG, no âmbito das suas competências³¹⁸.
- 7.4. Para o período de 2016 a 2025, o ORT propõe um valor médio anual do investimento de 117 M€/ano e prevê um benefício estimado de 180 M€/ano para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), segundo os resultados da aplicação da análise multicritério/custo-benefício desenvolvida nesta proposta de Plano.
- 7.5. A metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício apresentada pelo ORT baseia-se na que a Comissão Europeia utiliza, sob proposta da ENTSO-E³¹⁹, para a avaliação de projetos de transporte de energia elétrica à escala europeia a qual permite avaliar de forma homogénea projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade.
- 7.6. A REN desenvolveu, para o presente PDIRT, para análise e apoio à decisão de projetos uma metodologia combinada multicritério/custo benefício, sintonizada com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante o processo de consulta pública do PDIRT 2014-2023. Esta metodologia oferece, ao agente de decisão, um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados (tal como o benefício socioeconómico decorrente redução dos custos com aquisição de combustíveis de fontes não-renováveis, redução com os custos com as licenças de CO₂ e as trocas comerciais com os demais países europeus).
- 7.7. Os projetos da proposta de PDIRT permitem, adicionalmente, segundo o ORT, a incorporação de um conjunto de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E e aprovada pela Comissão Europeia, constituindo a RNT condição necessária para a concretização e materialização dos referidos benefícios.

A — Investimento e Informação Financeira

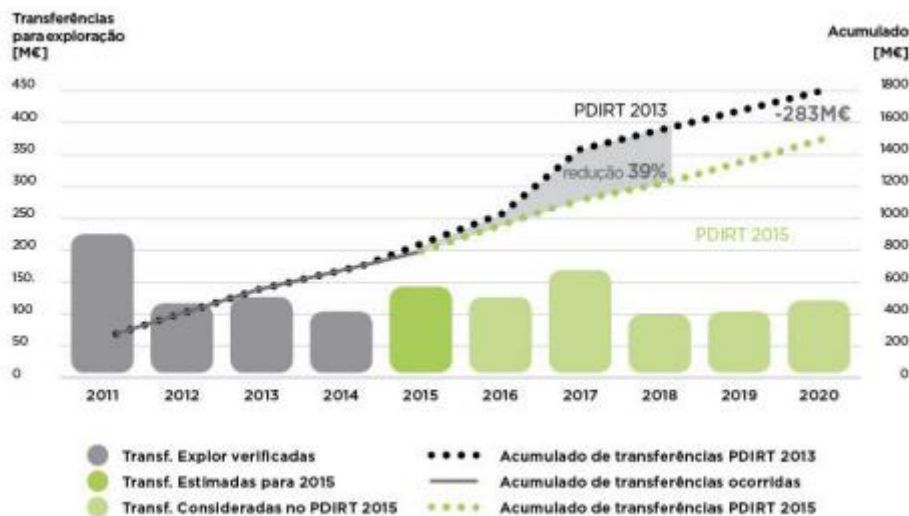
- 7.8. Comparativamente com a proposta de PDIRT 2014-2023, a proposta de PDIRT 2016 2025, prevê uma redução do investimento (aproximadamente 39% no triénio 2016-2018), contemplando cerca de menos 283 M€ de CAPEX acumulado no horizonte até 2020.

³¹⁸ Cf. art.º 36.º-A do Decreto-Lei n.º 17212006, de 23 de agosto, relativo ao procedimento de elaboração do PDIRT.

³¹⁹ A metodologia multicritério/custo-benefício da ENTSO-E é utilizada no contexto do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP), sendo um instrumento relevante no processo de seleção de Projetos de Interesse Comum, no espaço da União Europeia.

Comparação do investimento PDIRT 2015 vs PDIRT 2013

(imagem do PDIRT)



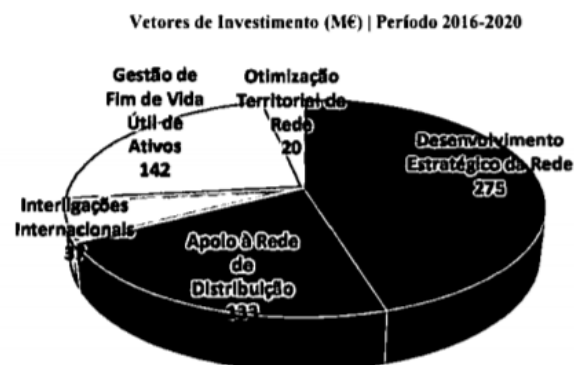
- 7.9. Esta redução é referida pelo ORT como o resultado dos mecanismos de ajuste e recalendarização previstos exercício de planeamento realizado num contexto macroeconómico de incerteza, designadamente de projetos associados a ligação de novos centros electroprodutores, novos pontos injetores de ligação à rede de distribuição e de projetos de cariz socio-ambientais, no esteio de uma visão de realização de investimentos de forma seletiva e mobilizada principalmente por objetivos estratégicos.
- 7.10. A proposta de PDIRT apresenta um conjunto de informação financeira, com discriminação por projeto e os valores anuais de investimento, realçando uma evolução de maior detalhe face à proposta de PDIRT anterior, permitindo avaliar-se o custo e mérito dos projetos associados, de forma mais concreta e discriminada.
- 7.11. Os valores de investimento apresentados encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos custos de referência e respetivos fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014. Os valores considerados são líquidos de participações.
- 7.12. Nos termos estabelecidos no [Regulamento Tarifário](#), os custos de referência são custos eficientes determinados na sequência de uma avaliação conjunta dos investimentos efetuados pela concessionária da RNT em confronto com as práticas de outros operadores congéneres europeus. Na formação dos custos totais de referência, está prevista a aplicação de taxas de referência, sobre os CDE, relativas a encargos de estrutura e de gestão e a encargos financeiros, sendo a última dependente da tipologia do investimento.

B. Vetores de investimento (MO I Período 2016-2020)

- 7.13. Os projetos da proposta de PDIRT 2016-2025 estão organizados em cinco vetores principais de investimento que se conjugam com os objetivos estratégicos aos quais o PDIRT visa dar resposta: "política energética"; "segurança de abastecimento"; "qualidade de serviço"; "competitividade; eficiência e valorização socioambiental".
- 7.14. O período 2021-2025 contém um conjunto de projetos com calendarização imprecisa, pelo que a presente descrição se encontra mais focada no grupo de projetos previstos na proposta para o



período 2016-2020 (no Anexo 3 da proposta de PDIRT, pode verificar-se o estado de maturidade de cada projeto e o seu grau de desenvolvimento à data da apresentação da presente proposta):



- 7.15. O vetor "desenvolvimento estratégico da rede" (275 M€), representando 45% do total do investimento para este período, agrega projetos relacionados com política energética e que permitem a ligação de nova produção e a adequada capacidade de receção, para além dos que estabelecem as condições estruturantes para a resiliência da rede à variação dos fluxos, e.g. meios de gestão de reativa e fechos de malhas em muito alta tensão ("MAT");
- 7.16. O vetor "apoio à rede de distribuição" (133 M€), com 22% do investimento, inclui projetos na fronteira transporte-distribuição, designadamente reforços de transformação e fechos de malhas para criação de condições de segurança do abastecimento de acordo com o critério 'n-l', novos painéis em subestações existentes ou ainda a criação de novos pontos de alimentação (três neste período, dois deles em instalações já existentes). Os projetos de investimentos consignados neste vetor são fruto dos trabalhos de planeamento coordenado desenvolvidos pelo ORT e pelo ORD;
- 7.17. O vetor "interligações internacionais" (37 M€) representa 6% do investimento e prende-se com o reforço das capacidades de troca de energia com Espanha, ao encontro dos objetivos acordados pelos governos de ambos os países, no quadro de uma maior integração de mercados à escala ibérica e europeia;
- 7.18. O vetor "gestão de fim de vida útil de ativos" (142 M€) representa 23% do investimento e refere-se aos projetos que visam preservar a adequação do desempenho dos ativos da RNT tendo em vista a eficiência operacional da rede, com base na avaliação do estado, em vez da mera observação da idade - a metodologia adotada pelo ORT permite uma poupança de cerca de 660 M€,
- 7.19. O vetor "otimização territorial da rede" (20 M€), com 3% do investimento, diz respeito a projetos de reconfiguração da rede para otimização da ocupação territorial de superfície em zonas de Património da Humanidade (especificamente no Alto Douro Vinhateiro, cujos estudos decorrem de uma medida de Declaração de Impacte Ambiental de infraestruturas necessárias para a segurança de abastecimento à zona do Grande Porto) e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional.

C. IMPACTO TARIFÁRIO

- 7.20. Ponderando, exclusivamente, os efeitos cumulativos das entradas em exploração e das amortizações, o ORT apresenta uma análise do impacte tarifário do PDIRT no preço médio da tarifa de transporte, nas tarifas de acesso e no preço médio total para diferentes cenários de procura.
- 7.21. Concluindo que, confirmando-se os pressupostos considerados pela REN, apesar do peso das atividades do ORT representarem apenas 5,5% no preço médio do setor elétrico, em 2015, este



Plano, mantendo todos os restantes custos constantes, permite uma redução do preço médio de 1,7 €/MWh a 5,7 €/MWh e uma redução na tarifa de acesso à rede entre 0,2% e 0,8%, dependendo dos cenários de procura considerados.

D. ANÁLISES E RESULTADOS COMPLEMENTARES

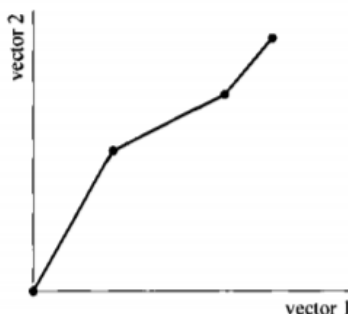
- 7.22. As análises de sensibilidade efetuadas à evolução da procura, considerando uma estagnação das pontas de carga nas subestações, e ao andamento da oferta, assumindo até 2025 a continuidade em serviço das centrais a carvão de Sines e do Pego e a gás natural da Tapada do Outeiro, mostram que os cenários de referência utilizados pelo ORT são menos sensíveis à procura e mais sensíveis à oferta, tendo o ORT adotado o cenário mais conservador do lado da oferta o que se traduz num balanço mais favorável do ponto de vista do seu impacto no plano de investimento.
- 7.23. Ainda, no âmbito da elaboração da proposta de PDIRT 2016-2025, foram também realizadas diversas outras análises, tais como:
- (i) Estabilidade do sistema em que a RNT se encontrará dimensionada para ter um comportamento estável, mantendo o sincronismo para o conjunto de grandes perturbações de acontecimento mais provável (estabilidade transitória) e, ainda, para ter um adequado amortecimento das oscilações subsequentes a pequenas perturbações (estabilidade dinâmica), e
 - (ii) Qualidade de serviço, valorizando o sentido de adequação dos níveis de continuidade de serviço com redução de energia não-fornecida em risco e maior resiliência das redes a cavas de tensão, incluindo a rede de distribuição associadas aos reforços de transformação e fechos de malhas para garantia dos critérios de segurança e de planeamento.

8. Vetores de Investimento

- 8.1. O PDIRT 2016-25 escolhe um conjunto de cinco vetores para definir o correspondente espaço de investimentos. O vetor sobre o qual a projeção de investimento é de maior amplitude (45% do total), designado de "desenvolvimento estratégico", corresponde à fronteira entre a Rede e o sistema a montante, o sistema de produção de energia. A Rede tem de receber a «nova produção» e tem de ser robusta para responder a grande diversidade de perfis de produção, perfis que a Rede não estabelece nem controla.
- 8.2. O segundo vetor do espaço de investimentos, com 22% do total, corresponde à fronteira a jusante, à distribuição de energia elétrica. É designado por "apoio à rede de distribuição". Este investimento é naturalmente de extrema importância, decisivo na satisfação do consumo, e foi planeado com base em cooperação e entendimento técnico com o operador da rede de distribuição.
- 8.3. Outro vetor, com 23% do total, concerne a políticas de operação e manutenção do sistema, a manutenção dos ativos tendo em atenção a condição, o estado físico e a operacionalidade e não meramente a idade. Obsolescência técnica é o fator crítico de rejeição. A este vetor, que o PDIRT designa por "gestão de fim de vida útil de ativos", poder-se-ia simplesmente chamar "gestão de vida útil de ativos".
- 8.4. Há ainda mais dois vetores, mas têm um carácter diferente, marcadamente político. Um vetor, denominado de Interligações Internacionais, propõe ainda um incremento de capacidade de interligação e corresponde a um esforço de 6% do investimento total. O outro vetor, denominado "otimização territorial da rede", corresponde a um esforço de 3%, e enceta um processo de encerramento de corredores existentes e abertura de corredores substituintes; e também procede à substituição de algumas linhas aéreas por cabos subterrâneos. Trata-se de uma atividade não de expansão, mas de renovação, de reordenamento territorial da rede.



- 8.5. O CT considera que a escolha destes cinco vetores para definição do espaço de investimento é bem conseguida, até porque esses vetores correspondem a variáveis explicativas dos múltiplos e diversos investimentos propostos.
- 8.6. O plano de desenvolvimento proposto no PDIRT corresponde a novos investimentos. São investimentos em novos projetos, mas podem ser vistos como investimentos incrementais, incrementos a investimentos aprovados anteriormente e já realizados ou em realização,
- 8.7. O PDIRT corresponde a 2016-25 e faz sucessivamente ao longo do documento, e apropriadamente, a comparação com o anterior plano 2014-23.
- 8.8. O CT considera, ainda, que seria interessante ter mais um ponto de comparação: o investimento aprovado (e já realizado) até 2014. Deste modo, poder-se-ia fazer várias figuras elucidativas, representadas no subespaço geradas por pares de vetores (ex. desenvolvimento estratégico e apoio à distribuição ou interligação e otimização territorial). Tais figuras indicariam graficamente as trajetórias realizadas em sucessivos PDIRT, como de forma arbitrária se ilustra abaixo.



9. Impacto dos investimentos nas tarifas

- 9.1. As necessidades de investimento em redes de transporte e a calendarização desses investimentos dependem de múltiplos fatores.
- 9.2. Desde logo, do lado da procura, a partir da estimativa das necessidades de consumo, intimamente relacionadas com a evolução do PIB e com as estratégias de eficiência energética, mas, também, do lado da oferta, subsistindo incertezas e decisões a tomar sobre as centrais térmicas mais antigas, a localização e a entrada em exploração de novos centros de produção renovável, a entrada em exploração da grande hídrica em construção.
- 9.3. Mas não será apenas a relação entre os valores e o calendário dos investimentos e o consumo de eletricidade que determinará a implicação tarifária resultante, existindo outros fatores, como o montante dos subsídios comunitários que venham a ser atribuídos (ex. interligação Minho-Galiza) ou os valores de participações dos promotores em eventuais reforços de rede, que também são importantes para o impacto tarifário final.
- 9.4. Assim, o CT sublinha que, nas decisões a tomar, as quais devem tender a minimizar os impactos tarifários, não se deve apenas analisar a necessidade e oportunidade dos projetos, mas também outros fatores conexos, entre os quais destacamos o financiamento comunitário e as participações dos utilizadores das redes, bem como outras externalidades.
- 9.5. Adicionalmente, o CT recomenda que, futuramente, nos documentos a remeter para parecer ao Conselho Tarifário, a ERSE apresente simulações de impactos tarifários, as quais já deverá inserir no parecer final que emitir sobre o presente Plano.



10. CONCLUSÕES

- 10.1. Ano após ano, o sistema cresce em ativos, em quilômetros de rede, em número de subestações. O sistema cresce, mas uma das principais forças motivadoras, a procura, no que respeita ao seu valor anual de consumo, não cresce. Numa visão tradicional do sistema, este assincronismo de crescimento não parece explicável.
- 10.2. O PDIRT justifica o crescimento, de forma muito cuidada e compreensiva:
- Pelas necessidades a montante (nova geração);
 - Pela assimetria de fluxos energéticos devido à maior dispersão geográfica entre as fontes energéticas e os consumos);
 - Pela alteração do comportamento das cargas e da evolução das redes de distribuição (alterações do lado da procura), ainda que o valor do consumo global anual possa ser o mesmo ou até inferior, mobilizando assim a criação de novos pontos injetores, reforços de transformação e ampliação de pontos injetores existentes;
 - Pela alteração do perfil de tensões (devido quer a alterações do comportamento das cargas, quer a alterações na composição dos recursos da produção);
 - Pela necessidade de cumprimento dos objetivos nacionais de capacidade de interligação, com vista à plena integração de mercados.
- 10.3. Uma outra explicação para o crescimento é a necessidade da robustez da rede. Mas a rede tem uma merecida reputação de ser robusta. O PDIRT atribui essa robustez, para além do desenvolvimento estratégico da rede com base nos critérios de segurança estabelecidos nos regulamentos, à gestão eficaz dos ativos em fim de vida útil, através de investimentos seletivos na modernização da rede, contribuindo para a adequação dos padrões de continuidade de serviço e de qualidade de energia elétrica.
- 10.4. Apesar do aumento de detalhe que este PDIRT apresenta, complementado com o acervo técnico disponibilizado nos diversos anexos, e apesar dos estudos apresentados que atestam a coordenação entre os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição, o CT considera que o PDIRT poderia, ainda assim, ser mais explicativo quanto às adicionais exigências de robustez, nomeadamente a robustez para garantir uma resposta adequada a expectáveis exigências por parte do operador da rede de distribuição que terá que fazer face ao crescente desenvolvimento de recursos distribuídos e de autoconsumo.
- 10.5. Assim, o CT recomenda que a REN mantenha uma monitorização permanente dos 5 vetores principais de investimento identificados e os seus respetivos objetivos estratégicos, potenciando a otimização com os investimentos na rede de distribuição sem colocar em causa a segurança do abastecimento e a qualidade de serviço, em patamares de reconhecida excelência, evitando, desta forma, antecipações desnecessárias dos investimentos nas redes, com o conseqüente sobrecusto para o cliente final de eletricidade.

Sem prejuízo das contribuições acima, o Conselho Tarifário recomenda que o parecer final a emitir pela ERSE incorpore e contemple as recomendações precedentes.

Aprovado em 13 de janeiro de 2016.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



Período regulatório
2012-2014



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|---|--|
| <i>Alfredo Rocha Eduardo Quinta Nova</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>António Cavalheiro</i> | Representante das associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT): APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica |
| <i>Armindo Vieira Santos Rui Vieira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Artur Trindade Paulo Fonseca Alfredo Rocha</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Luis Marcelino</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Eduardo Quinta Nova Mário Reis</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Francisco Rueda Rafael Benjumea</i> | Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre |
| <i>Joana Simões</i> | Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente |
| <i>Manuel Rodrigues da Costa Joaquim Teixeira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade |
| <i>Manuela Moniz</i> | Representante cooptado entre as associações de defesa do consumidor de caráter genérico e os representantes dos consumidores em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT) |
| <i>Maria Cristina Portugal</i> | <i>Personalidade de reconhecido mérito e independência designada pelo membro do Governo responsável pela área da energia (Presidente)</i> |
| <i>Nuno Gomes</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACM, representação assegurada pela DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Patrícia Carolino Patrícia Gomes</i> | Representante da Direção-Geral do Consumidor |



| | |
|---|--|
| <i>Patrícia Gomes</i> <i>Demétrio Alves</i> <i>Francisco Teixeira</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores |
| <i>Paula Almeida</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços." ³²⁰

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*", o qual foi igualmente tido em consideração.

A solicitação do CT, foram ainda disponibilizados, pela ERSE, os seguintes documentos:

- Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência, em 26.10.2014

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A ERSE remeteu ao CT, para emissão de parecer praticamente em simultâneo, 3 propostas que revestem grande importância seja na ótica dos consumidores seja na ótica das empresas reguladas, a saber:
 - a. "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período regulatório 2015-2017" - a emitir entre 15 de outubro 2014 e 15/novembro 2014;
 - b. "Revisão regulamentar do Setor Elétrico decorrente da alteração do regime legal da tarifa social de eletricidade" – a emitir entre 15/outubro/2014 e 27/novembro/2014;
 - c. "Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014)" – a emitir até 24 de novembro 2014.
2. O CT enfatiza que algumas das propostas regulatórias não têm, ainda, suporte normativo em vigor, nomeadamente:
 - a. O Regulamento Tarifário ([RT](#)) ainda não foi objeto de publicação após a consulta pública realizada entre 26 de junho e 8 de agosto de 2014;
 - b. Diploma legal, mencionado na proposta, que rege o processo de extinção de tarifas transitórias de venda a clientes finais, não se encontra publicado;
3. No [parecer](#) do ano transato o CT elencou um conjunto de desafios regulatórios, de preocupações e contribuições para a melhoria global do sistema elétrico nacional, consciente de que apenas um número reduzido era da esfera exclusiva da ERSE e as restantes recomendações, na esfera do Governo, apenas foi concretizada a alteração legislativa sobre tarifa social de eletricidade.

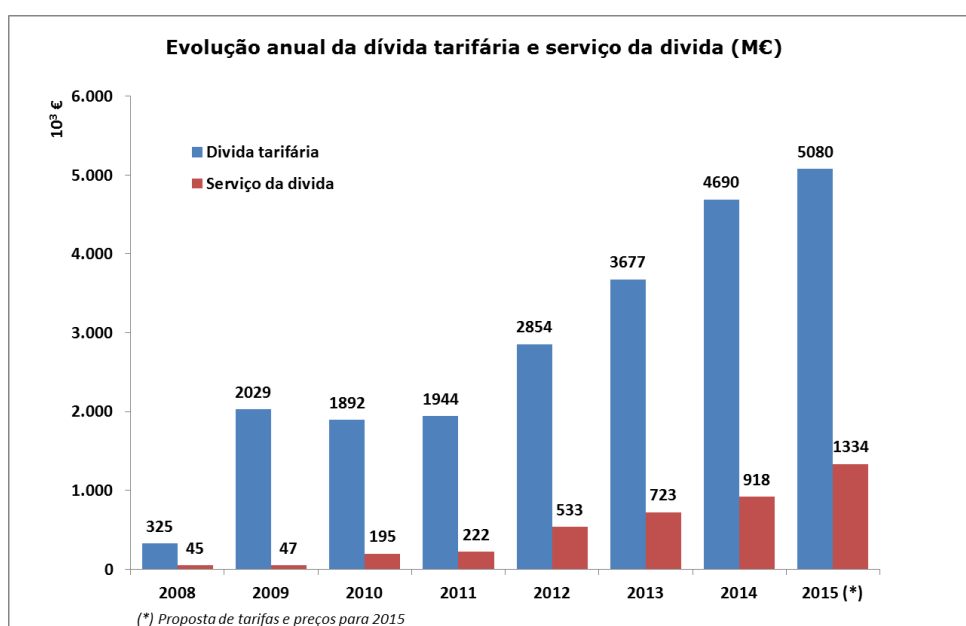
³²⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



4. O CT não pode deixar de registar que a ERSE retomou a prática, que se aprecia, de efetuar uma análise crítica de desempenho das empresas reguladas em resultado das metodologias regulatórias implementadas nos anteriores períodos de regulação, essencial para a definição de novas bases de custos e escolha dos indutores de custos no início de um novo período de regulação.

I A – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE³²¹, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja, o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, podemos representar o serviço da dívida (juros e amortização) que foi possível incluir anualmente nas tarifas definidas.



2. A dívida tarifária conhece essencialmente dois grandes marcos na sua evolução histórica: a constituição da primeira bolsa, em 2009, que resultou da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que permitiu adiar ajustamentos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica por parte do CUR bem como o sobrecusto da produção em regime especial do próprio ano de 2009; um segundo pico, a partir de 2012, decorrente, entre outros, da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho relativo ao sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, com impacto cumulativo significativo nos anos subsequentes.
3. Embora o CT reconheça que os diversos mecanismos de diferimento e/ou alisamento de custos utilizados, com frequência, nos últimos anos tenham evitado uma significativa subida nas tarifas dos consumidores no próprio ano, também não pode deixar de exprimir a sua apreensão pelo volume e trajetória assumida.
4. A própria evolução, associada, do serviço da dívida, ou seja, a amortização e juros, atinge em 2015, os valores mais elevados de sempre. Mais de 200 milhões de Euros, só em juros, a recuperar nas tarifas

³²¹ É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.



do próximo ano. Relativamente aos juros, o despacho 15674-B/2013³²² determinou a taxa de juro definitiva para 2014 em 4,82%, mantendo a ERSE a mesma taxa, provisoriamente, para 2015.

5. Finalmente, o CT, no seu parecer do ano anterior, já manifestou a utilidade e necessidade de maior divulgação pública dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da dívida tarifária a prazo (2020). O CT não teve conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção da saúde financeira do setor.
6. O CT considera ser extremamente relevante ter a informação sobre se os pressupostos que constam desta proposta de tarifas estão alinhados com o modelo previsto de saneamento da dívida tarifária.

I B - PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

1. O CT chama a atenção da ERSE para um elemento muito específico do exercício de apresentação pública das variações apresentadas no que diz respeito às propostas tarifárias.
2. A comunicação junto dos consumidores, e em particular junto dos consumidores domésticos, tem-se baseado no que a ERSE designa por "variação tarifária". Trata-se de uma formulação técnica, eminentemente económica, que pretende autonomizar os efeitos decorrentes exclusivamente das alterações da estrutura e nível de consumos previstos para o ano de fixação das tarifas e preços face ao ano anterior. Este conceito é radicalmente diferente da noção da "variação do preço médio" que mede a variação absoluta face ao ano anterior sendo que, para o próximo período regulatório a diferença quantitativa entre os dois, para a BTN, é significativa.
3. A apresentação da variação do preço médio, e respetiva interpretação, só faz sentido quando as bases substantivas de comparação (nível de consumo) não traduzem alterações estruturais significativas: para o ano de 2015, a variação anunciada traduz, na essência, uma diminuição de cerca de 30% do consumo para o aludido nível de tensão fruto da migração dos clientes com consumo médio mais elevado no mercado regulado para o mercado liberalizado.
4. Em pleno processo de liberalização e em ambiente altamente escrutinado por todos os agentes do setor, o CT recomenda que a ERSE, no seu exercício de comunicação retire da sua exposição e versão final do documento de tarifas e preços o indicador "variação do preço médio", evitando interpretações confusas e difíceis de explicar por parte dos intervenientes.
5. O CT sublinha a incompreensível omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas bem como às tarifas de acesso às redes que incidirão sobre os clientes que já se encontram em mercado.
6. O CT apela também para a dificuldade, ou mesmo inadequação, do valor apresentado referente à variação das tarifas de venda a clientes finais em Portugal (continental e Regiões Autónomas) em BTN. A título de exemplo, para o Continente, refira-se o valor de 1,2% que contrapõe com os 3,3% de variação tarifária.

³²² Na sequência da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, que estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal, nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.



| | Varição 2015/2014 |
|--|--------------------------|
| Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN | 1,2% |
| Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN | 3,3% |
| Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN | -14,0% |

7. Efetivamente, o valor de 1,2% acaba por ser um valor que não será definitivamente aplicado a nenhum consumidor, resultante da média da variação das tarifas transitórias a aplicar e do universo potencial dos beneficiários da nova tarifa social.
8. Para além do número de beneficiários da tarifa social carecer de validação prática – e a história recente tem demonstrado uma grande divergência face às estimativas de adesões à tarifa social -, este indicador estatístico não adere, de todo, à situação que irá ser vivenciada pelas famílias portuguesas.
9. Este indicador deve, como tal, ser autonomizado na versão definitiva da proposta de tarifas e, desejavelmente, estar ausente do comunicado de imprensa a efetuar em meados de dezembro. No limite, quando ocorrer a transferência integral dos consumidores para o mercado liberalizado, também não imagina este CT que se transmita uma variação tarifária do mercado unicamente baseada nas tarifas sociais.

I C – PERDAS NÃO TÉCNICAS

1. O CT verifica com preocupação o incremento das perdas não técnicas e insta a ERSE a que apadrinhe iniciativas de modo a conseguir uma adequada atualização da legislação e da regulação.
2. O Decreto-Lei n.º 328/90 foi aprovado num contexto em que todas as atividades do setor elétrico eram desenvolvidas por uma empresa única verticalmente integrada, não tendo em consideração a separação de atividades entretanto ocorrida. O mencionado Decreto-Lei ignora a separação entre a atividade de distribuição e de comercialização e não tem em conta a possibilidade de os consumidores poderem mudar livremente de comercializador.
3. O CT constata que o quadro legal vigente apresenta diversas dificuldades de aplicação que tornam urgente a sua atualização, designadamente nas situações de apropriação ilícita de eletricidade por quem não tem vínculo de contrato de fornecimento e pela morosidade e complexidade dos procedimentos que tendem a que se mantenha a situação que se pretende eliminar. Também no domínio do ressarcimento para o sistema elétrico pelo consumo ilícito, há que dar legitimidade ao operador da rede de distribuição para o obter, dando-lhe a possibilidade de interromper o fornecimento de energia quando adequado.
4. O CT entende que o novo quadro legal deve manter o direito de pronúncia dos consumidores e a atuação da DGEG enquanto entidade fiscalizadora.
5. O CT sublinha a importância da publicação de um novo quadro legal tendo em vista os benefícios advenientes para os consumidores e agentes do setor.



II

ESPECIALIDADE

II A - PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1. REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

1. Na proposta de parâmetros de regulação para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propôs fixar em 6,4% e 6,75% os valores base para a remuneração dos ativos fixos da REN e da EDP Distribuição, respetivamente. Subjacente a esta escolha está uma metodologia baseada no modelo CAPM, amplamente usada pelos reguladores europeus e que foi também a adotada pela ERSE no período regulatório 2012-2014. A sua manutenção no período regulatório 2015-2017 promove as desejáveis características de previsibilidade e estabilidade regulatórias.
2. A aplicação desta metodologia envolve, em todo o caso, alguma discricionariedade por parte do regulador, uma vez que requer a definição de valores para diversos parâmetros que têm um impacto significativo no valor final do Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP). Relativamente ao período regulatório anterior, a ERSE efetua ajustamentos destes parâmetros que se passam a descrever e comentar.
 - a) A ERSE propõe a alteração da fórmula de cálculo da taxa de juro sem risco, que passa a ser a média geométrica nos últimos 5 anos das taxas de retorno das obrigações do tesouro de um conjunto de países de referência. No período regulatório anterior, foi considerada a média geométrica nos últimos 3 anos. Não se compreendendo nem se encontrando justificação para esta alteração, pareceria mais razoável e estável a manutenção da regra adotada no período regulatório anterior.
 - b) A ERSE considera uma taxa de imposto de 31,5%. Todavia, dada a previsível descida da taxa de IRC de 23% para 21% em 2015³²³, seria de esperar uma revisão em baixa do valor da taxa de imposto utilizada no modelo, de forma a incorporar esta alteração do regime de tributação. Atendendo à manutenção prevista das taxas de derrama estadual (até 7%) e municipal (1,5%), é de esperar que a taxa de imposto em 2015 seja inferior a 29,5% (21%+7%+1,5%). Inferior, porque o facto de a taxa de derrama estadual ser progressiva faz com que a taxa efetiva seja menor do que 7%. Por exemplo, se considerarmos um lucro tributável de 110 M€ (que foi o obtido pela REN em 2013), a taxa de derrama estadual é de 6,2%³²⁴.
 - c) A ERSE, para a determinação do prémio de risco do mercado socorre-se, para o período regulatório 2015-2017, de uma metodologia diferente face ao anterior quadro regulatório: opta por procurar adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro³²⁵. Aceitando a mudança metodológica, fruto do atual contexto financeiro e económico, obtém um valor de 6,25% para o prémio de risco do mercado, que se decompõe numa parcela de 4,6% correspondente ao prémio de risco de um mercado dito "maduro" e uma parcela de 1,65% correspondente ao prémio de risco específico do mercado português relativamente a um mercado maduro. Contudo, a adoção da média dos valores escolhidos pelos reguladores europeus para o prémio de risco do mercado sugere que se considera o mercado português estruturalmente semelhante a um mercado médio representativo europeu. Mas, supondo que

³²³ Proposta do OE para 2015, suportado por maioria parlamentar. Na fixação de parâmetros do anterior período regulatório, as propostas do OE à data foram consideradas (vd. Pág. 39, "parâmetros para o período de regulação 2012-2014").

³²⁴ Calculada da seguinte forma: $[(110-35)*7%+(35-7,5)*5%+(7,5-1,5)*3%]/110 = 6,2\%$.

³²⁵ Para 2012-2014, a ERSE optou pela determinação do "risco percebido pelos agentes de mercado" (Pablo Fernández, Javier Aguirreamalloa e Luis Corres da IESE Business School), atendendo ao respetivo contexto de crise financeira agudizada.



os prémios de risco fixados pelos reguladores europeus já incorporam os prémios de risco dos respetivos países, dever-se-ia eliminar o prémio de risco de Portugal. Assim, o CT solicita que a ERSE clarifique se os valores considerados pelos restantes reguladores europeus também têm implícita uma distinção semelhante entre mercado local e mercado maduro, e, em caso afirmativo, qual o conceito de mercado maduro utilizado.

Por outro lado, a utilização, para a fixação deste parâmetro, dos valores fixados pelos restantes reguladores europeus suscita naturalmente a questão do porquê de não serem apresentados igualmente esses mesmos valores finais do CCMP na amostra dos reguladores em análise. A exposição explícita e pública desse indicador é, na opinião do CT, um elemento relevante para a discussão e respetiva tomada de posição.

- d) O método de indexação do custo de Capital Médio Ponderado (CCMP) à taxa de juro das obrigações do tesouro portuguesas a 10 anos suscita igualmente algumas questões. Em resultado da aplicação do mecanismo de indexação, o CCMP pode diminuir até 0,75 pontos percentuais (pp) e pode aumentar até 2,75 pp. Pareceria mais razoável que, tal como no mecanismo de indexação definido no período regulatório anterior (no qual a indexação podia implicar uma diminuição ou um aumento do CCMP até 1,5 pp), a banda de variação fosse simétrica relativamente ao valor base.
- e) Também se constata que, enquanto no período regulatório 2012-2014 uma variação de 4 pp do indexante implicava uma variação de 1 pp do CCMP, de acordo com esta proposta para o período regulatório 2015-2017, bastará uma variação de 2,5 pp do indexante para induzir uma variação de 1 pp do CCMP. A ERSE não apresenta uma justificação fundamentada para esta escolha do declive da reta de indexação. O seu aumento faz com que os consumidores passem a suportar uma maior parcela do risco implícito no indexante, suportando as empresas reguladas uma parcela menor.

II A.2. - PROVEITOS PERMITIDOS

Metodologia de cálculo do WACC

1. Na definição do custo de capital, a ERSE "[...] tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas"³²⁶.
2. A ERSE reconhece que "No presente período regulatório continuam a existir riscos e incerteza quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos, quer a nível nacional, quer a nível internacional, que tiveram que ser equacionados pelo regulador."
3. Contudo, o CT constata que em cada novo período regulatório, a metodologia de cálculo de cada um dos parâmetros do custo de capital é alterada pela ERSE tal como se verifica hoje face, por exemplo, à metodologia utilizada pela ERSE em 2013.
4. O CT considera que a robustez e estabilidade da metodologia de cálculo dos parâmetros do custo de capital é um fator crucial na perceção do risco e deve ser valorizada e estar subjacente a todas as decisões de cada período de regulação.
5. O CT entende, que a consistência e a coerência entre os vários exercícios de cálculo do custo de capital das empresas reguladas devem constituir princípios orientadores na determinação do seu custo de capital sob pena de o risco regulatório percebido pelos investidores aumentar sempre que se inicie um novo período de regulação, em grande parte devido a este parâmetro.

³²⁶ Cf. Pág. 175 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017"



II A.2.1. TRANSPORTE

a) Base de custos operacionais aceite

1. A ERSE reconhece que "A escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O OPEX real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as consequentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa. Estes fatores podem afetar positivamente ou negativamente o seu OPEX real"³²⁷.
2. A ERSE apresenta os resultados de um estudo de *benchmarking*, de iniciativa dos reguladores, efetuado em 2011/2012, para um conjunto de 21 operadores da rede de transporte europeu, designado por "E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study", publicado em julho de 2013, para aferir a eficiência da REN ao longo dos anos 2008 a 2011 como um contributo importante para se conhecer o posicionamento relativo dos operadores.
3. Com base na análise efetuada à evolução dos custos operacionais da REN, a ERSE conclui que "[...] nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos" e que "[...] o estudo de benchmarking conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009", pelo que "[...] na transposição dos custos de 2012/2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014"³²⁸.
4. O nível de custos operacionais reais decresceu 27% (45 M€ em 2009 para cerca de 33 M€ em 2013, valor inferior aos proveitos permitidos definidos pela ERSE de 41 M€³²⁹). Para estes resultados contribuíram, por um lado, as medidas de redução de custos implementadas pela empresa desde 2009, pelo que potenciais ganhos de eficiência alcançáveis de forma mais imediata e direta já foram obtidos e, por outro lado, a fatores exógenos à empresa regulada com implicações em reduções de custos não recorrentes.
5. Para o período regulatório de 2015-2017 a ERSE propõe ajustar a base de custos operacionais do ORT, diminuindo a base de custos em 6,3% relativamente aos custos reais de 2012, e 25,5% relativamente à base de custos do anterior período regulatório (2012-2014). Em resultado da redução da base de custos, a ERSE propõe reduzir as metas de eficiência de 3,5%/ano para 1,5%/ano.
6. O CT recomenda que sejam efetuados esforços para melhorar a aderência dos proveitos permitidos aos custos reais, designadamente quando o período regulatório é de apenas 3 anos não sendo exequível revisões extraordinárias durante o mesmo.
7. Relativamente aos indutores de custos a ERSE manteve para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo aplicados desde 2009 e alterou o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo passe a contemplar um ajustamento em função do incremento real de variáveis físicas utilizadas para medir a atividade de transporte. O CT considera positiva esta medida por estar em linha com as melhores práticas, em que todas as variáveis são recalculadas com base em valores efetivamente ocorridos.

³²⁷ Cf. Págs. 20 e 21 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

³²⁸ Cf. Págs. 26 e 27 do documento "Proposta de tarifas e preços ..."

³²⁹ Cf. Pág. 23 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

**b) Incentivo à disponibilidade**

1. O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT) incide sobre os "Circuitos de linha", que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os "Transformadores de potência", que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados.
2. A ERSE reconhece que *"a disponibilidade dos elementos da RNT tem apresentado um visível aumento desde a entrada em vigor do mecanismo de incentivo. Este facto demonstra que a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT teve o impacto positivo que se pretendia aquando do seu desenvolvimento"*³³⁰.
3. A ERSE no decorrer do período regulatório 2015-2017 pretende apresentar e discutir com o ORT um conjunto de propostas de alteração ao mecanismo de incentivo, a ser revisto, que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020.
4. Neste sentido, *"...considerando que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é satisfatório, a ERSE propõe que o valor Idimax do incentivo seja nulo para o período regulatório 2015-2017"*³³¹.
5. Atendendo a que a ERSE refere que irá rever este incentivo, o CT recomenda a manutenção do incentivo atual enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída.

c) Mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência

1. O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011 e aplica-se a todas as tipologias que se encontrem tipificadas no despacho que o define.
2. No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se numa comparação dos custos reais (Creal) com os respetivos custos de referência (Cref), atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar.
3. De acordo com o mesmo são considerados investimentos eficientes aqueles que apresentem um rácio Creal/Cref inferior ou igual a 1,1. Neste caso a base de ativos aceite pode variar entre 95% e 105% à qual é aplicada a taxa de remuneração base acrescida de um prémio.
4. No caso de obras atípicas $Creal/Cref > 1,1$ é aceite o custo real do projeto e o mesmo é remunerado à taxa base à semelhança de outros investimentos cuja tipologia não se encontre tipificada ao abrigo deste mecanismo.
5. Na proposta de parâmetros para o próximo período de regulação, a ERSE introduziu alterações positivas ao mecanismo dos custos de referência, que incentivarão a empresa a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos, nomeadamente: (i) remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, (ii) alteração do fator de eficiência dos custos de referência em subestações de 1,5% para 3%/ano, mantendo o fator de eficiência para investimentos em linhas em 1,5%; (iii) redução do nível de custos de estrutura e gestão imputados ao investimento (iv) introdução do fator de eficiência aos custos de estrutura e gestão de referência de 2% ao ano (iv) alteração da forma de apuramento da base de ativos aceite em investimentos com $Cref/Creal > 1,1$.

³³⁰ Cf. Págs. 38 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

³³¹ Idem.



6. Tendo em conta a maturidade do mecanismo, o nível de eficiência obtido e as alterações agora introduzidas, a ERSE decidiu reduzir o prémio aos investimentos eficientes de 1,5% para 0,75%, considerando que o risco subjacente à aplicação do mecanismo se reduziu.
7. Sem prejuízo das alterações propostas, que visam incentivar o ORT a prosseguir o esforço de eficiência dos seus investimentos o CT recomenda que na análise efetuada à aplicação do mesmo sejam apresentados os benefícios que o mesmo induziu no sistema elétrico com vista a uma melhor perceção dos resultados obtidos com a sua aplicação.

II A.2.2. DISTRIBUIÇÃO

a) Fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE mantém o modelo de regulação *price-cap* para os custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica, propondo que os custos unitários evoluam de acordo com um fator de eficiência de 3,5% em 2015 e de 2,5% em 2016 e 2017.
2. ERSE conclui que a EDP Distribuição (i) *"...tem vindo a reduzir os seus custos; (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador; (iii) os resultados dos estudos de benchmarking revelam que a empresa poderá estar próxima ou muito próxima do nível de eficiência, consoante o modelo considerado..."*³³².
3. A ERSE menciona, ainda, que a base de custos da EDP Distribuição deve ser submetida a *"...meta de eficiência entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise focada "* na empresa e 2,6% equivalente à mediana da amostra considerada"³³³.
4. A ERSE, apesar do exposto, propõe a meta de eficiência de 2,5% para 2016 e 2017, correspondente não ao valor dos ganhos de decorrentes do progresso tecnológico que a empresa observou, mas a um valor próximo de 2,6%, correspondente à mediana da amostra de empresas utilizadas pela ERSE.
5. Desde o início da regulação que a ERSE tem exigido cortes de custos elevados à atividade de distribuição, tendo a empresa desenvolvido esforços para, no mínimo, os cumprir (a título recordatório, desde 2006 a ERSE impôs eficiências para o período de regulação de 2006-2008 de 10% no primeiro ano e 5% nos seguintes aos quais adicionou 1% ao ano de ganho tecnológico e de 3,5% por ano em cada um dos períodos 2009-2011 e 2012-2014).
6. Reconhecendo a ERSE, o empenho que a empresa tem demonstrado na diminuição dos seus custos de exploração, o CT considera que a exigência de eficiência a impor para o próximo período de regulação (3,5%, 2,5%, 2,5%) deve estar alinhada com as conclusões apresentadas pela ERSE.

b) Mecanismo de Incentivo aos Investimentos em Redes Inteligentes

1. A ERSE reconhece que o mecanismo de incentivo aos investimentos em redes inteligentes que instituiu para o período de regulação 2012-2014 não foi bem desenhado, estimando que no final de 2014, devido *"... ao diferencial entre o nível de investimento previsto e o realizado e o aceite pela ERSE, os ganhos da empresa com o prémio de taxa de remuneração serão inferiores à redução dos proveitos resultante da eficiência adicional exigida no OPEX..."*³³⁴, pelo que, propõe agora um novo mecanismo de incentivo para os investimentos em redes inteligentes.
2. O CT não entende a razão porque, só agora, com a apresentação da proposta de parâmetros de regulação para o período 2015-2017, a ERSE vem propor a alteração deste mecanismo e não o fez

³³² Cf. pág. 77 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

³³³ Cf. pág. 77 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

³³⁴ Cf. pág. 81 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".



com a proposta de revisão do Regulamento Tarifário que esteve em consulta pública entre 26 de junho e 8 de agosto, sobre a qual o CT emitiu [parecer](#) em 25 de julho último.

3. Constata o CT que este mecanismo proposto pela ERSE continua a não constituir um verdadeiro incentivo ao desenvolvimento de uma rede de distribuição inteligente, em benefício de todos os utilizadores, visto que:
 - a) É de complexa implementação.
 - b) O valor de acréscimo de remuneração face à taxa de remuneração dos restantes ativos reduziu-se de 1,5% para valores, entre 0%, no primeiro ano, e 0,75% no último ano (sexto ano);
 - c) Este tipo de investimentos incorpora riscos tecnológicos acrescidos na concretização não contemplados pela ERSE;
 - d) A elegibilidade destes investimentos é incerta uma vez que só é conhecida após a sua entrada em exploração (t+2).
4. Face ao exposto, considerando que o prémio apresentado pela ERSE será absorvido pela complexidade de implementação do mecanismo, é opinião do CT que a ERSE deve visitar a metodologia proposta, definindo um mecanismo de fácil implementação, tendo como objetivo um acréscimo efetivo ao longo da respetiva vida útil, de modo a incentivar o desenvolvimento das redes inteligentes.

c) Limitação ao Investimento Excessivo

1. Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE propõe um limite ao investimento nas redes de BT de 25% acima do investimento proposto pela empresa, sendo que, os investimentos que excedam este limite serão remunerados a uma taxa inferior em 1% à dos restantes ativos.
2. A ERSE propõe a exclusão da aplicação deste mecanismo as redes de AT/MT, pela existência do PDIRD-E.
3. Sendo este um mecanismo de controlo do risco de investimento excessivo nas redes, o CT recomenda à ERSE que o desenvolva mais aprofundadamente, tendo em consideração:
 - a) Num mecanismo desta natureza, é indispensável a separação entre os investimentos que são da responsabilidade e planeamento do ORD e os investimentos que são obrigatórios, sendo que os últimos devem ser excluídos desde mecanismo;
 - b) O PDIRD-E não pode ser considerado como alternativa a aplicação deste mecanismo;
 - c) O limite de 25% sobre os planos de investimento apresentados pela empresa é um valor pouco limitativo do risco de sobre investimento que continua a existir, pelo que deve ser revisto.

A.2.3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. Na atividade de Comercialização da EDPSU, a ERSE salienta que o "*desempenho da empresa no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permite concluir que, com a introdução de metas de eficiência em 2009, se observa um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador*"³³⁵.
2. Neste enquadramento, o CT nota que, para o período 2015-2017, a ERSE definiu para a meta de eficiência a aplicar sobre os custos de exploração sujeitos a price-cap um valor diferente de zero, mantendo um fator de eficiência de 3,5%, já adotado em 2012-2014.

³³⁵ Cf. pág. 144 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".



3. Acresce, ainda, o facto desta empresa se encontrar em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, sendo exetável que venha a apresentar significativas deseconomias de escala, pelo que a meta de eficiência de 3,5% requer uma melhor fundamentação e análise.
4. De acordo com a legislação em vigor, a ERSE deve definir custos de referência para a atividade de comercialização do CUR, cuja definição, segundo esta entidade, visa não só o cumprimento do quadro legal, como a criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização das empresas reguladas.
5. Com base na amostra alargada aos setores de eletricidade e de gás natural, foi determinada uma matriz de custos de referência, que apresenta um custo médio de referência (€/cliente) para cada uma das empresas de comercialização reguladas.
6. Do inquérito efetuado e do tratamento dos seus resultados pela ERSE resultou um custo médio de referência para a EDP SU de 21,91 €/cliente, média entre o valor mínimo 13,285 €/cliente e o valor máximo de 30,541 €/cliente³³⁶.
7. O CT releva a diferença entre o mencionado custo médio de referência calculado pela ERSE e o valor de 17,72 €/cliente considerado pelo regulador como custo unitário implícito no proveito permitido de 2015 da EDP SU.

A.2.4. Regiões Autónomas

a) Fatores de eficiência para o período de regulação 2015-2017

1. A ERSE refere relativamente à base de custos das atividades reguladas o seguinte:
 - AEEGS: *"As regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Tendo em consideração este facto, pretende-se através de um exercício de simulação previsional garantir a prestação da maior robustez possível para uma correta escolha da base de custos através de uma análise de sensibilidade. Com base em três cenários, procura-se inferir a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada"*³³⁷.
 - DEE: Ao OPEX real das empresas, foi efetuada, por nível de tensão, *"uma análise de sensibilidade desta atividade com base em dois cenários para inferir a base de custos"*³³⁸, que correspondem ao OPEX real de 2013 e à média do OPEX real 2012-2013.
 - CEE: Para o período regulatório 2015-2017, *"procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da Empresa nos períodos regulatórios anteriores"*³³⁹.
2. A ERSE mantém os modelos de regulação do OPEX para as atividades de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema e distribuição e comercialização de energia elétrica, para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, designadamente *revenue cap* e *price-cap*, propondo, relativamente à evolução do OPEX, alterar os fatores de eficiência para as atividades de Aquisição de Energia Elétrica (AGS) e Distribuição de Energia Elétrica (DEE), como se descreve:

EDA

AGS - incremento da meta de eficiência de 2,5% para 3,5%.

³³⁶ Cf. pág. 243 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017".

³³⁷ Cf. Pág. 113 e 129 do documento "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

³³⁸ Cf. Pág. 119 e 136 do documento "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

³³⁹ Cf. Pág. 183 e 218 do documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2015 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico".



DEE – diminuição das metas de eficiência de 2,48% para 2%:

EEM

AGS - diminuição das metas de eficiência de 2,5% para 2%.

DEE - diminuição das metas de eficiência de 5% para 4%:

3. Acresce, para a atividade de CEE, a criação de um fator de eficiência de 3,5% para ambas as empresas, EDA e EEM.
4. Acresce ainda o fato de os parâmetros de regulação propostos para o período regulatório 2015-2017, não refletirem o impacto que decorre naquelas empresas, em consequência da política salarial para a função pública, estabelecida anualmente através do OE, à qual as mesmas estão sujeitas.
5. O Conselho Tarifário apoiaria uma iniciativa das empresas reguladas, ressalvando que os respetivos custos não devem ser repercutidos nas tarifas pagas pelos consumidores, no sentido de promover um procedimento que permitisse identificar de forma clara os custos eficientes - OPEX, por ilha, de cada Região Autónoma, para a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica na medida em que tal se poderia revelar benéfico, quer para as empresas quer para os consumidores.
6. Em função destes referenciais, poderiam ser determinados os níveis de eficiência que cada empresa teria de prosseguir, mediante a fixação de parâmetros adequados e cabalmente fundamentados e ser revistos os procedimentos com a regularidade, com base na evolução tecnológica e eventuais fatores externos o exigissem, pelo que tal estudo deveria ser desenvolvido por consultor externo, com estreito acompanhamento da ERSE e das empresas reguladas.

b) Metodologia de cálculo do WACC

1. A determinação da taxa de custo de capital pela ERSE assume um papel preponderante na garantia do equilíbrio económico e financeiro da EEM e da EDA uma vez que as suas atividades estão verticalmente integradas sendo todas reguladas.
2. A ERSE, no apuramento do custo de capital, para a EEM e EDA, limita-se a tratar como comparáveis de mercado a REN e a EDP, invocando a existência de similitude das suas atividades.
3. Justificar-se-ia, contudo, no entendimento do CT e até para efeitos de recurso a financiamento externo por parte das empresas reguladas, que fosse dada uma explicação mais particularizada, designadamente quanto à utilização de taxas distintas nas várias atividades desenvolvidas pela mesma empresa e à utilização da REN como comparável na atividade de AGS que, no caso específico das RA incorpora a produção de energia elétrica.

c) Convergência Tarifária entre RA's e Portugal continental

1. A pequena dimensão dos mercados das regiões autónomas e o facto de os mesmos estarem suportados em sistemas de energia elétrica isolados, determinam que os consumidores dessas regiões não possam suportar tarifas que reflitam o custo real das diferentes atividades.
2. Por esse motivo, atendendo ao princípio de uniformidade tarifária, parte dos sobrecustos do sistema elétrico das RA é suportado pelos consumidores de Portugal continental através do mecanismo de convergência tarifária.
3. A ERSE propõe manter, em 2015, o referencial de convergência das TVCF nas RA sejam as tarifas aditivas em Portugal continental.
4. Para a determinação das tarifas de 2015, a ERSE fixou um aumento máximo de 0,5 pontos percentuais de cada preço, acima da variação média de cada grupo tarifário.



5. Em resultado da aplicação desse limite máximo, para 2015, a ERSE propõe que as TVCF aumentem 4,1% e 4,2% (para a todo o tipo de consumo) nas RA dos Açores e da Madeira, respetivamente.
6. O CT recomenda que a ERSE, enquanto não dispuser de referências de mercado seguras, continue prudentemente a articular a definição de tarifas para as RA com as tarifas aditivas.

II B - PROPOSTA DE TARIFAS PARA 2015

II B.1. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

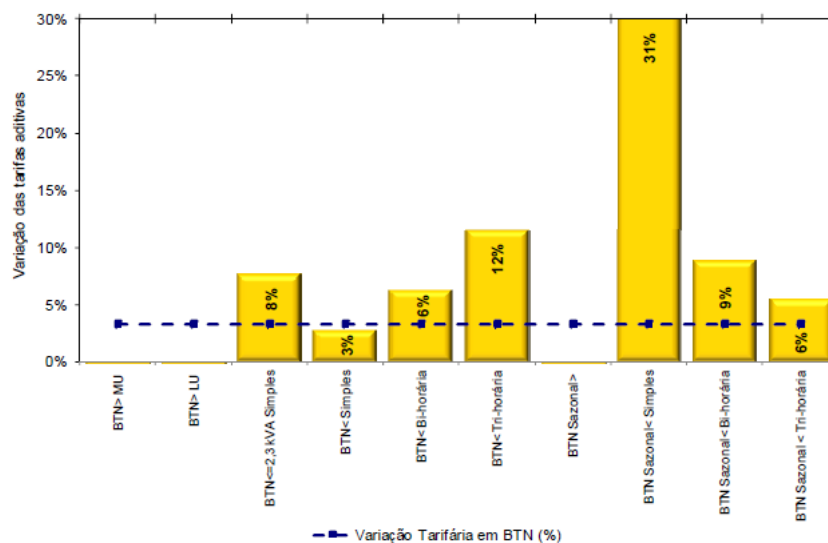
1. A estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.
2. Considerando o início de um novo período regulatório a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, de que resulta a manutenção da estrutura tarifária do anterior período de regulação para todas as tarifas, com exceção das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição.
3. A ERSE indica que os valores relativos aos custos incrementais das potências das redes de transporte foram obtidos a partir de um estudo realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição em maio de 2000, no âmbito dos trabalhos de revisão da estrutura tarifária. Nestes estudos das empresas calcularam-se os custos incrementais de uso das redes a incidir unicamente na potência em horas de ponta.
4. O quadro regulamentar prevê a existência de dois termos tarifários de potência a incidir sobre a potência contratada e em horas de ponta e de termos de energia ativa. O CT não entende que decorrida mais de uma década, não tenham sido efetuados novos estudos que habilitem à definição dos respetivos custos incrementais e marginais, estranhando que a ERSE expresse essa necessidade sem ter diligenciado no sentido de a ultrapassar.
5. No sentido de serem diminuídos os custos globais do sistema elétrico, que são pagos por todos os consumidores, minimizando as perdas de energia nos troços periféricos das redes e o seu sobredimensionamento, o CT insta a ERSE a definir preços de energia reativa fornecida (indutiva) e recebida (capacitiva) agravados no último escalão, transmitindo o sinal claro aos consumidores para compensarem as suas instalações.

a) Tarifas de venda a clientes finais (TVCF)

1. As variações tarifárias correspondentes à aplicação das tarifas aditivas de 2015 face à TVCF em 2014, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2015 ilustram-se no quadro seguinte:



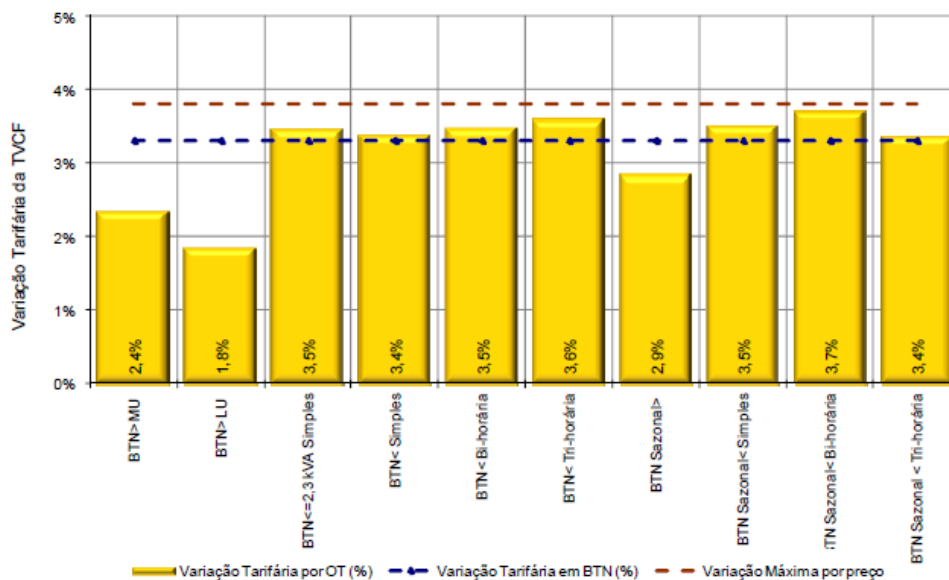
Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas por opção tarifária em BTN



Fonte: ERSE

- Decorre do Regulamento Tarifário a aplicação de um mecanismo de convergência que assegure a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes. Esse limite foi estabelecido em 0,5% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN, pelo que a variação tarifária das TVCF será de:

Variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas

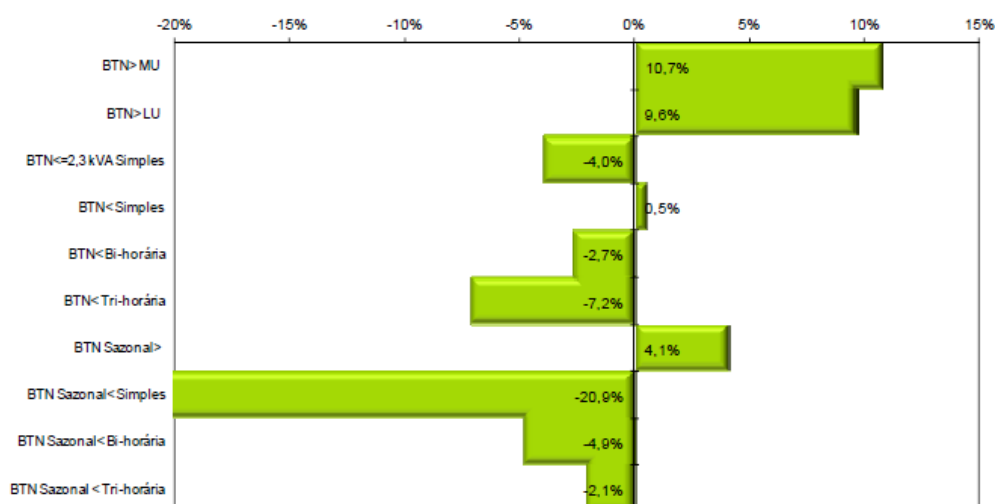


Fonte: ERSE



3. Deste modo conclui-se que as TVCF não são aditivas, como explicitado no quadro seguinte:

Distância das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas em 2015



Fonte: ERSE

4. Em resultado da extinção prevista das TVCF, o CT reitera a importância da persecução da aditividade plena.

II B.2. TARIFAS DE ACESSO

1. A ERSE prevê para 2015 uma evolução do fornecimento de energia elétrica considerada nas tarifas de + 0,2%, atingindo o valor de global de 44.617GWh, o que corresponde a uma relativa estabilização de consumos, embora com variações de -2% em MAT, +10% em AT, +2,5% em MT, + 1% em BTE e -4,6% em BTN, conforme quadro 0-16.
2. As tarifas de acesso em apreço, aplicam-se diretamente a 90% dos consumos, correspondentes aos consumidores que adquirem a energia em mercado, sendo que aos restantes 10%, dos consumos dos clientes em mercado regulado, se aplicam as tarifas transitórias, cujos valores internalizam o custo da energia e das tarifas de acesso.

a) Evolução das tarifas de acesso

1. O aumento das tarifas de acesso proposto pela ERSE para 2015 é 6,8% para a MAT, AT, MT, BTE e de 6% na BTN, o que equivale a um aumento médio de 6,3%, que representa +4,5€/MWh, correspondendo diretamente ao aumento dos proveitos em 6,3% (+199 M€).

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

| Estado e características | Tarifas 2014, consumo 2014 (1) | Tarifas 2014, consumo 2015 (2) | Tarifas 2015, consumo 2015 (3) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Proveitos (10 ⁵ Euros) | 3 192 | 3 160 | 3 359 |
| Consumo (GWh) | 44 533 | 44 617 | 44 617 |
| Preço médio (EUR/kWh) | 0,0717 | 0,0708 | 0,0753 |
| Varição (%) | | (2)/(1) = -1,2% | (3)/(2) = 6,3% |

Fonte:ERSE



2. Este acréscimo de 6,3% resulta de um aumento em 21,1% da UGS e de uma redução das tarifas de redes entre 1,9% e 21,1%.

Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

| | Variação 2015/2014 |
|--|--------------------|
| Tarifa de Energia | 0,1% |
| Tarifa de Uso Global do Sistema | 21,1% |
| Tarifas de Uso de Redes | |
| Uso da Rede de Transporte | -21,1% |
| Uso da Rede de Distribuição em AT | -6,5% |
| Uso da Rede de Distribuição em MT | -10,2% |
| Uso da Rede de Distribuição em BT | -1,9% |
| Tarifas de Comercialização | 5,5% |

Fonte:ERSE

Importa salientar que a UGS regista aumentos medios acumulados de 768% em termos reais (957% em termos nominais) desde 1999.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

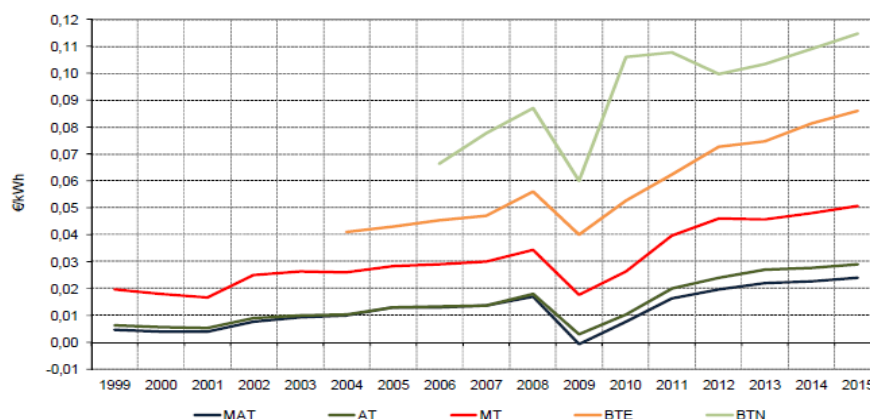
| Tarifas | | 1999 | 2000 | 2001 | Variação 2001/1999 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | Variação 2005/2002 | 2006 | 2007 | 2008 | Variação 2008/2006 | 2009 | 2010 | 2011 | Variação 2011/2009 | 2012 | 2013 | 2014 | Variação 2014/2011 | 2015 | Variação 2015/2012 |
|---------------------------------|---------|------|---------|------|--------------------|------|---------|------|---------|--------------------|---------|------|---------|--------------------|---------|------|---------|--------------------|---------|------|---------|--------------------|---------|--------------------|
| | | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real | nominal | real |
| Energia | real | 100 | 98 | 104 | 4% | 100 | 97 | 101 | 104 | 4% | 99 | 97 | 90 | -9% | 128 | 88 | 82 | -35% | 105 | 106 | 102 | -2% | 102 | 2% |
| | nominal | 100 | 101 | 111 | 11% | 100 | 100 | 107 | 113 | 13% | 110 | 111 | 104 | -5% | 148 | 104 | 97 | -34% | 123 | 127 | 125 | 1% | 125 | 25% |
| Uso Rede Transporte | real | 100 | 90 | 78 | -24% | 100 | 93 | 103 | 105 | 5% | 102 | 114 | 147 | 43% | 147 | 189 | 181 | 23% | 174 | 210 | 178 | 2% | 178 | 78% |
| | nominal | 100 | 93 | 81 | -19% | 100 | 96 | 109 | 114 | 14% | 114 | 131 | 170 | 50% | 173 | 223 | 214 | 24% | 205 | 251 | 274 | 34% | 218 | 118% |
| Uso Rede Distribuição AT | real | 100 | 94 | 85 | -15% | 100 | 98 | 77 | 70 | -30% | 79 | 74 | 151 | 91% | 164 | 164 | 144 | -12% | 159 | 167 | 158 | -2% | 158 | 86% |
| | nominal | 100 | 97 | 91 | -9% | 100 | 101 | 82 | 78 | -24% | 88 | 84 | 175 | 96% | 193 | 194 | 170 | -12% | 188 | 200 | 203 | 8% | 190 | 90% |
| Uso Rede Distribuição MT | real | 100 | 94 | 88 | -12% | 100 | 96 | 92 | 85 | -15% | 90 | 93 | 95 | 5% | 100 | 100 | 88 | -13% | 97 | 102 | 90 | -7% | 90 | -10% |
| | nominal | 100 | 97 | 94 | -6% | 100 | 99 | 97 | 92 | -8% | 101 | 106 | 111 | 10% | 117 | 118 | 102 | -15% | 114 | 123 | 122 | 7% | 109 | 9% |
| Uso Rede Distribuição BT | real | 100 | 94 | 89 | -11% | 100 | 95 | 93 | 89 | -11% | 89 | 93 | 99 | 12% | 91 | 101 | 93 | 2% | 94 | 98 | 94 | 0% | 94 | -6% |
| | nominal | 100 | 97 | 95 | -5% | 100 | 98 | 98 | 97 | -3% | 99 | 106 | 115 | 17% | 107 | 119 | 110 | 3% | 111 | 118 | 117 | 6% | 115 | 15% |
| Uso Global do Sistema | real | 100 | 88 | 87 | -13% | 100 | 131 | 138 | 194 | 94% | 225 | 273 | 444 | 97% | 50 | 483 | 688 | 1278% | 884 | 850 | 868 | 31% | 868 | 768% |
| | nominal | 100 | 88 | 93 | -7% | 100 | 135 | 148 | 210 | 110% | 251 | 312 | 515 | 108% | 88 | 589 | 811 | 1290% | 782 | 780 | 873 | 12% | 1.057 | 957% |
| Comercialização em MAT, AT e MT | real | - | - | - | - | 100 | 288 | 437 | 337 | 297% | 271 | 242 | 73 | -73% | 224 | 129 | 135 | -40% | 159 | 190 | 192 | 20% | 192 | 92% |
| | nominal | - | - | - | - | 100 | 205 | 482 | 365 | 285% | 301 | 278 | 84 | -72% | 282 | 152 | 180 | -36% | 188 | 178 | 173 | -8% | 583 | 453% |
| Comercialização em BTE | real | - | - | - | - | 100 | 168 | 255 | 243 | 143% | 197 | 198 | 85 | -57% | 109 | 70 | 69 | -36% | 85 | 106 | 106 | 25% | 106 | 8% |
| | nominal | - | - | - | - | 100 | 171 | 269 | 283 | 163% | 219 | 227 | 99 | -55% | 128 | 83 | 82 | -36% | 100 | 98 | 94 | -8% | 174 | 74% |
| Comercialização em BTN | real | - | - | - | - | 100 | 140 | 108 | 88 | -12% | 80 | 99 | 109 | 37% | 127 | 128 | 108 | -15% | 100 | 100 | 103 | 3% | 103 | 3% |
| | nominal | - | - | - | - | 100 | 144 | 112 | 95 | -5% | 88 | 113 | 127 | 43% | 149 | 149 | 128 | -14% | 118 | 120 | 120 | 2% | 128 | 28% |

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

3. Deste modo as propostas de tarifas de acesso, continuam num ciclo de aumento sendo mesmo afirmado pela ERSE, que: "No período analisado na figura seguinte, referente ao período de 1999 e 2015, os preços médios das tarifas de acesso às redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,5%, 5,7%, 6,4% e 5,6%, a preços constantes de 2014".



Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2014)



Fonte:ERSE

4. Como se verifica no quadro seguinte, os CIEGS representam a parte mais importante dos custos das tarifas de acesso, sendo 62% na MAT, 61% na AT, 51% na MT, 54% na BTE, 48% na BTN > 20,7 kVA e 68% na BTN ≤ 20,7 kVA, pelo que apesar da ERSE prever uma redução dos CIEGS em 2015, se constata que as medidas tomadas para a sua contenção, não permitiram a diminuição do impacto dos mesmos na proposta de aumento das tarifas de acesso em 2015.

| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / tarifas de acesso) | % (tarifas de acesso / tarifas de referência) |
|--|------------------------------|---|
| MAT | 68% | 30% |
| AT | 61% | 34% |
| MT | 51% | 45% |
| BTE | 54% | 55% |
| BTN > 20.7 Kva | 48% | 64% |
| BTN < 20.7 Kva | 62% | 54% |

Fig. 7-35, pag. 219

5. O CT reitera, assim, a necessidade de implementação de medidas adicionais de redução sustentada dos CIEG.

b) Discriminação das alterações verificadas nos diferentes fatores das tarifas de acesso

1. A proposta de tarifas para 2015, aumenta os custos em horas de vazio e supervazio em cerca de 18% na MAT, 24% em AT, 40% em MT, 36% em BTE. Em BTN > 20 kVA aumenta 70% em vazio e em BTN < que 20,7 kVA aumenta 25%.
2. A potência em ponta e a potência contratada, diminuem respetivamente 24,92% e 7,84% em MAT, 23,46% e 2,48% em AT, 20,54 e 10,34% em MT e 12,98 e 2,99% em BTE. A potência em BTN baixa na ordem dos 2,76%. O quadro seguinte indica as alterações verificadas.



| Tarifas de acesso MAT | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
|-----------------------------------|---------|--------|---------|--------|--------------------|---------|
| | Inverno | Verão | Inverno | Verão | Inverno | Verão |
| Ponta, €/kWh | 0,0238 | 0,0237 | 0,0248 | 0,0248 | 4,20% | 4,64% |
| Cheio, €/kWh | 0,0207 | 0,0207 | 0,0222 | 0,0222 | 7,25% | 7,25% |
| Vazio, €/kWh | 0,0143 | 0,0143 | 0,0169 | 0,0169 | 18,18% | 18,18% |
| SSupervazio, €/kWh | 0,0142 | 0,0143 | 0,0168 | 0,0168 | 18,31% | 17,48% |
| Potência ponta, €/kWh.Dia | 0,0598 | 0,0598 | 0,0449 | 0,0449 | -24,92% | -24,92% |
| Potência contratada, €/kWh.Dia | 0,0204 | 0,0204 | 0,0188 | 0,0188 | -7,84% | -7,84% |
| Tarifas de acesso AT | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
| | Inverno | Verão | Inverno | Verão | Inverno | Verão |
| Ponta, €/kWh | 0,0261 | 0,0260 | 0,0288 | 0,0286 | 10,34% | 10,00% |
| Cheio, €/kWh | 0,0226 | 0,0226 | 0,0256 | 0,0256 | 13,27% | 13,27% |
| Vazio, €/kWh | 0,0148 | 0,0149 | 0,0186 | 0,0186 | 25,68% | 24,83% |
| SSupervazio, €/kWh | 0,0145 | 0,0147 | 0,0182 | 0,0184 | 25,52% | 25,17% |
| Potência ponta, €/kWh.Dia | 0,1590 | 0,1590 | 0,1217 | 0,1217 | -23,46% | -23,46% |
| Potência contratada, €/kWh.Dia | 0,0161 | 0,0161 | 0,0157 | 0,0157 | -2,48% | -2,48% |
| Tarifas de acesso MT | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
| | Inverno | Verão | Inverno | Verão | Inverno | Verão |
| Ponta, €/kWh | 0,0338 | 0,0335 | 0,0412 | 0,0409 | 21,89% | 22,09% |
| Cheio, €/kWh | 0,0290 | 0,0291 | 0,0365 | 0,0362 | 25,86% | 24,40% |
| Vazio, €/kWh | 0,0160 | 0,0162 | 0,0226 | 0,0225 | 41,25% | 38,89% |
| SSupervazio, €/kWh | 0,0153 | 0,0156 | 0,0218 | 0,0220 | 42,48% | 41,03% |
| Potência ponta, €/kWh.Dia | 0,2945 | 0,2945 | 0,2340 | 0,2340 | -20,54% | -20,54% |
| Potência contratada, €/kWh.Dia | 0,0348 | 0,0348 | 0,0312 | 0,0312 | -10,34% | -10,34% |
| Tarifas de acesso BTE | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
| | Inverno | Verão | Inverno | Verão | Inverno | Verão |
| Ponta, €/kWh | | 0,0489 | | 0,0601 | | 22,90% |
| Cheio, €/kWh | | 0,0424 | | 0,0528 | | 24,53% |
| Vazio, €/kWh | | 0,0221 | | 0,0300 | | 35,75% |
| SSupervazio, €/kWh | | 0,0199 | | 0,0275 | | 38,19% |
| Potência ponta, €/kWh.Dia | | 0,6534 | | 0,5686 | | -12,98% |
| Potência contratada, €/kWh.Dia | | 0,0368 | | 0,0357 | | -2,99% |
| Tarifas de acesso BTN (>20,7 kVA) | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
| | Inverno | Verão | Inverno | Verão | Inverno | Verão |
| Ponta, €/kWh | | 0,1922 | | 0,1805 | | -6,09% |
| Cheio, €/kWh | | 0,0595 | | 0,0727 | | 22,18% |



| | | | | | | |
|--|-------|--------|-------|--------|--------------------|--------|
| Vazio, €/kWh | | 0,0154 | | 0,0262 | | 70,13% |
| Potência, €/Dia | 27,6 | 1,0145 | 27,6 | 0,9863 | 0,00% | -2,78% |
| Potência, €/Dia | 34,5 | 1,2681 | 34,5 | 1,2329 | 0,00% | -2,78% |
| Potência, €/Dia | 41,4 | 1,5217 | 41,4 | 1,4795 | 0,00% | -2,77% |
| Tarifas de acesso BTN (<=20,7 kVA) | 2014 | | 2015 | | Variação 2015-2014 | |
| | | | | | | |
| Potencia: tarifa simples, bi-horária e tri-horaria | 1,15 | 0,0423 | 1,15 | 0,0411 | | -2,84% |
| | 2,30 | 0,0845 | 2,30 | 0,0822 | | -2,72% |
| | 3,45 | 0,1268 | 3,45 | 0,1233 | | -2,76% |
| | 4,60 | 0,1691 | 4,60 | 0,1644 | | -2,78% |
| | 5,75 | 0,2113 | 5,75 | 0,2055 | | -2,74% |
| | 6,90 | 0,2536 | 6,90 | 0,2466 | | -2,76% |
| | 10,35 | 0,3804 | 10,35 | 0,3699 | | -2,76% |
| | 13,80 | 0,5072 | 13,80 | 0,4932 | | -2,76% |
| | 17,25 | 0,634 | 17,25 | 0,6165 | | -2,76% |
| | 20,70 | 0,7609 | 20,70 | 0,7398 | | -2,77% |
| Energia ativa | | | | | | |
| Tarifa simples €/kWh | | 0,0832 | | 0,0919 | | 10,46% |
| Tarifa bi-horária fora vazio €/kWh | | 0,1131 | | 0,1190 | | 5,22% |
| Tarifa bi-horária vazio €/kWh | | 0,0359 | | 0,0450 | | 25,35% |
| Tarifa tri-horaria - Ponta | | 0,2244 | | 0,2082 | | -7,22% |
| Tarifa tri-horaria - Cheia | | 0,0679 | | 0,0968 | | 42,56% |
| Tarifa tri-horaria - Vazio | | 0,0359 | | 0,0450 | | 25,35% |

c) Análise das alterações verificadas

- Da análise das alterações propostas, constata-se quanto à evolução das tarifas de acesso o seguinte:
 - O aumento do custo referente à energia supera a diminuição do custo da potência em ponta e potencia contratada, razão pela qual a ERSE indica aumentos de 6,8% em MAT, AT, MT e BTE e 6% na BTN, sendo que os aumentos são ainda maiores para quem modula mais, por efeito dos maiores aumentos em vazio e supervazio.
 - Os aumentos registados em vazio e supervazio são, comparativamente com os verificados em ponta e cheio, 3 vezes superiores na MAT, 2 vezes na AT, 1,6 vezes na MT e BTE e 3,2 vezes na BTN > 20,7kVA.
 - Esta situação configura uma penalização para os consumidores com maior capacidade de modulação, resultando assim em aumentos mais significativos (superiores à média), tanto maiores quanto maior for a modulação dos seus consumos, podendo atingir aumentos médios da ordem de 9 a 10%.
 - Igualmente se verifica o aumento da energia ativa de 25,35% das tarifas bi e tri-horária no período de vazio, na BTN <20,7kVA.
 - O aumento médio anual contínuo, no período de 1999 a 2015, situado entre os 10,3 e 5,6%, dependendo do nível de tensão, tem um impacto elevado sobre todos os consumidores, uma vez



que não é possível atingir metas de eficiência energética que acompanhem e anulem os impactos dos aumentos verificados.

- f) Acresce que, num cenário de inflação esperada de 1%, estes são aumentos reais de custo. Aumentos desta magnitude poderão ter impactos muito nocivos nos consumidores, quer domésticos quer industriais, e poderão, a curto prazo, tornar o preço da eletricidade proibitivo para um grande número de consumidores e levar à perda de competitividade das empresas que utilizam intensamente energia elétrica nos seus processos produtivos. Pode ainda continuar a retrair o crescimento do consumo com efeitos indesejáveis na integração dos custos e consequentes novos incrementos das tarifas.
2. Considerando que a modulação dos consumos é benéfica para todo o sistema, e a opção proposta é uma diminuição do incentivo à modulação, o CT entende que a ERSE deve esclarecer quais os fundamentos da opção de agravar mais as tarifas de vazio e supervazio e reconsiderar a distribuição proposta para os diferentes períodos horários, atendendo que a atual distribuição não está ajustada no âmbito do MIBEL.

II B.3. MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

1. Através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro foi definido o processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas a clientes do continente, com consumos em Muita Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE).
2. Conforme publicação mensal da ERSE constata-se que o mercado liberalizado dos grandes consumidores, dos clientes industriais e dos clientes do segmento de pequenos negócios, após alguns anos com uma trajetória pouco consistente, tem vindo a consolidar-se
3. Através do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi estabelecido o processo de extinção das tarifas reguladas através da eliminação das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN até 31 de dezembro de 2014 e até 31 de dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.
4. O CT lembra a sua recomendação pela de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento. Este fator de agravamento deveria ter especial aplicação ao lado das tarifas transitórias ou com a data de extinção no final de dezembro de 2014.
5. A campanha informativa sobre a liberalização, a promover pela DGEG até 31 de dezembro de 2015, deverá ser lançada com a brevidade possível e recomenda o CT que a ERSE faça o inerente acompanhamento.
6. O CT deveria de ter acesso aos níveis de rentabilidade da CUR, com o objetivo de se assegurar de que não está a competir em situação de défice face aos Comercializadores do mercado livre:
 - a) Atualmente não estão repercutidos na tarifa os custos reais de comercialização do CUR.
 - b) Devem ser definidos os critérios para atingir uma concorrência saudável através da convergência tarifária nos segmentos com tarifas bi-horárias e sazonais;
 - c) Neste sentido, as tarifas deverão ter em consideração os custos de comercialização e de atendimento aos Clientes próprios de Comercializadores com carteiras de Clientes bem reduzidas e com táticas de venda presencial onde os custos de comercialização são bem maiores do que uma CUR *standard*.

II C - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, na dupla vertente técnica (continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão) e



- comercial, constitui um elemento central do modelo de regulação vigente, assente num elevado nível de proteção dos consumidores.
2. O CT tem vindo, por isso, desde há vários anos e de modo recorrente, a assumir a aposta na qualidade de serviço como aspeto essencial da avaliação do desempenho das empresas e do grau de satisfação dos consumidores de energia elétrica.
 3. O CT reconhece e valoriza os ganhos alcançados em matéria de qualidade de serviço, nos últimos anos, pelas empresas reguladas, tendência que se manteve no ano de 2013, com reflexos muito positivos na ótica dos interesses dos consumidores e da eficiência do sistema elétrico.
 4. O CT relembra que a partir de janeiro do corrente ano entrou em vigor um novo [Regulamento da Qualidade de Serviço](#), o primeiro aprovado pela ERSE, que aponta novas exigências quanto à qualidade de serviço a prestar aos consumidores, aspeto que não pode deixar de ser tido em conta para o futuro, em especial, no quadro do processo de fixação de tarifas e preços de energia elétrica e de adoção de parâmetros para novos períodos de regulação.
 5. Neste contexto, o CT retoma todas as suas anteriores recomendações exortando as empresas reguladas de transporte, de distribuição e de comercialização de energia elétrica a continuarem a investir na melhoria contínua da qualidade de serviço.
 6. De igual modo, entende o CT que a ERSE deve, no quadro das suas competências de regulação, ter em consideração as novas exigências em matéria de qualidade de serviço e a necessidade de evitar a deterioração/erosão dos índices de qualidade alcançados nos últimos anos.

II D - PROPOSTA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS PARA 2015

1. Nos termos do Regulamento das Relações Comerciais ([RRC](#)) em vigor, compete à ERSE a fixação dos preços dos serviços regulados associados à atividade de distribuição (leitura extraordinária e serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia) e à atividade de comercialização (quantia mínima a pagar em caso de mora), segundo proposta das empresas reguladas.
2. Tal como recomendado pelo CT, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos em anos anteriores, designadamente, a atualização do preço aplicável atenta a justificação apresentada pela empresa e a necessidade de uma maior aderência, ainda que gradual, dos preços aos custos reais da prestação do serviço.
3. Nas RA's os preços a vigorar em 2015 resultam da aplicação do valor do deflator implícito do consumo privado previsto de 1,1%, com a exceção do aplicável para a quantia mínima em caso de mora que se mantém inalterável, tal como no Continente.
4. No Continente, a generalidade dos serviços apresentam um decréscimo de preço na ordem dos 0,2% com exceção dos serviços de leitura extraordinária e de restabelecimento urgente de fornecimento que apresentam uma variação de 5% face ao ano de 2014 e são fixados para o 1.º trimestre de 2015.
5. O racional subjacente ao aumento justifica-se pela necessidade de refletir a alocação do custo ao consumidor que efetivamente o induz, notando o CT que já em 2014 estes serviços foram sujeitos a variações de igual montante.
6. Acresce que o regulador apresenta um preço aplicável apenas para o primeiro trimestre fundamentando que a regra que vem sendo adotada para a estrutura de custos administrativos (20% sobre o custo da prestação de terceiros) deverá ser revisitada de modo a garantir que se adequa à realidade dos custos administrativos incorridos pelo operador.



III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 17 de novembro de 2014.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 269 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017" e os respetivos documentos justificativos complementares.

O CA da ERSE procedeu à apreciação do parecer apresentado pelo CT e à ponderação das sugestões nele contidas, tendo em consideração nas tarifas e preços para a energia elétrica publicados para 2015 o parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise do CA da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I A – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A dívida tarifária do setor elétrico, tal como referido pelo CT, decorre de um conjunto de custos que foram alvo de adiamento e recuperação faseada, para evitar uma subida significativa das tarifas no próprio ano.

A grande maioria dos custos não recuperados corresponde a custos resultantes de medidas legislativas, estando incluídos nos custos de interesse económico geral. Por sua vez, a decisão de adiamento destes custos decorre de medidas legislativas devidamente divulgadas nos documentos publicados pela ERSE. Assim, a eventual eliminação da dívida tarifária até 2020 decorrerá, em primeiro lugar, de ações realizadas na esfera governamental. Existem igualmente outros fatores exógenos com impacto na dívida tarifária que importa considerar, como por exemplo, a evolução da procura, o quadro macroeconómico ou ainda as condições nos mercados grossistas de energia.

Importa, contudo, frisar que o CA da ERSE não deixa de acompanhar a evolução do volume da dívida, tendo registado que 2015 será o ano, desde 2012, com menor *deficit* tarifário.

I B – PREÇO MÉDIO E VARIAÇÃO TARIFÁRIA

No que concerne as preocupações do CT quanto à possível confusão introduzida pela publicação da variação tarifária e da variação de preço médio, considera-se que a apresentação dos dois valores na documentação de tarifas confere maior transparência e clareza ao processo de cálculo e aprovação das tarifas.

A variação tarifária fornece informação sobre a variação observada nos preços das tarifas, sendo de facto a informação mais relevante para os consumidores na medida em que é esta que impacta na evolução das suas faturas de eletricidade. Por estas razões a variação tarifária é destacada pelo CA da ERSE no exercício de comunicação, não fazendo o comunicado qualquer referência a variações de preço médio. A variação tarifária corresponde à variação que será observada na faturação das tarifas com uma procura cristalizada, quer em nível, quer em estrutura por variável de faturação. Representará assim a variação global nas faturas dos consumidores que não alterem a sua forma de consumo de um ano para outro, traduzindo exclusivamente o efeito da variação de preços das tarifas, conforme referido anteriormente.

Todavia, a variação de preço médio permite observar o efeito combinado dessa variação tarifária e da alteração da estrutura de consumos, informação essencial para perceber-se a evolução de preços médios ao longo do tempo. Esta variação de preços médios permite confrontar o preço médio previsto no exercício de aprovação das tarifas do ano anterior e identificado por exemplo na documentação das tarifas de 2014, com o preço médio previsto no atual exercício de aprovação de tarifas para 2015, sendo que estes preços médios são obtidos através da divisão dos proveitos previstos faturar pela aplicação de cada conjunto de tarifas e a energia entregue e a registar nos contadores.

Quanto às variações tarifárias apresentadas no comunicado do CA da ERSE considera-se relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas



sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso. Assim, são apresentados três valores de variação tarifária identificando-se devidamente a que é que corresponde cada um deles, promovendo-se a transparência do processo. Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

Deve também sublinhar-se que este é o procedimento regulatório habitual no exercício do cálculo tarifário e de divulgação das variações tarifárias.

I C – PERDAS NÃO TÉCNICAS

O CA da ERSE concorda com o comentário do CT, em linha com o já identificado desde 2008 nas consultas públicas realizadas.

II A – PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

II A.1 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL DAS ENTIDADES REGULADAS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

A definição do custo do capital próprio, usando a metodologia do CAPM³⁴⁰, exige a definição de vários parâmetros, havendo uma grande complexidade e diversidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras presentes e que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise.

TAXA DE JURO SEM RISCO

O CA da ERSE, na definição do custo de capital das atividades reguladas, teve em conta a desejada estabilidade regulatória, tendo tido, contudo, em consideração as condicionantes e a envolvente de natureza económica e financeira que caracterizam a economia portuguesa, nomeadamente as perspetivas para os próximos anos. Neste sentido, as opções, quer de alteração, quer de manutenção de metodologias, visam adequar essas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tendo sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

No caso específico da metodologia aplicada para cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE apenas alterou o período considerado para cálculo deste parâmetro de 3 anos para 5 anos. A manutenção de um período de 3 anos levaria a dar uma importância desmesurada a uma situação com carácter extraordinário face ao histórico dos últimos anos. A justificação para esta alteração está plasmada no subcapítulo correspondente a esta proposta:

Simetria de cálculo no que diz respeito ao período de turbulência que a economia portuguesa registou recentemente: "Tendo em conta a evolução dos mercados financeiros nos últimos anos, é de registar que um período de 5 anos permitiria considerar de uma forma simétrica os valores observados para a economia portuguesa."

Não permitir que o período de turbulência financeira se imponha no resultado do cálculo: "A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, assumindo que não se pode efetuar uma análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, não deixando, contudo, que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional."

TAXA DE IMPOSTO

³⁴⁰ *Capital Asset Pricing Model.*



A taxa de imposto considerada reflete o valor observado nos anos anteriores e é uma taxa definida para os próximos 3 anos do novo período regulatório, 2015 a 2017. Pese embora existir uma proposta no Orçamento do Estado para o próximo ano de descida da taxa de imposto, não existe uma perspetiva clara se essa descida, a concretizar-se, se irá manter pelos 3 anos do período regulatório.

PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

Em 2011, aquando da definição dos parâmetros para o período regulatório anterior, face a uma situação extraordinária, recorreu-se à melhor informação disponível, que consistiu num inquérito específico para Portugal³⁴¹. Para o período regulatório atual, na definição do risco de mercado, o CA da ERSE optou por uma metodologia clássica mais conservadora, usada por vários autores, como o A. Damodaran, optando pela definição de um prémio de risco de um mercado maduro não sujeito a turbulência financeira, adicionado de um prémio de risco do país.

O conceito de mercado maduro, nomeadamente a definição do Damodaran³⁴², é um mercado com um histórico suficientemente longo que permita uma estimativa robusta do prémio de risco.

A opção de definir o prémio de risco de um mercado maduro em função dos valores de outros reguladores europeus foi considerada adequada por representar uma amostra alargada que incide sobre mercados financeiros, de um modo geral, mais maduros ou não sujeitos a turbulência financeira³⁴³.

O relatório do CEER³⁴⁴ não publica o valor final do Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP) de cada regulador, publicando apenas informação relativa à metodologia e a alguns parâmetros comuns e necessários ao cálculo do CCMP. Adicionalmente, sendo o relatório do CEER confidencial, não é permitida a divulgação de informação relativa a cada regulador, com a identificação do respetivo país, e respetiva metodologia e custo do capital. Esta opção do CEER decorre do facto de existir uma multiplicidade de quadros regulatórios e metodologias de cálculo para determinação do CCMP bastante diversas e distintas. O valor do CCMP pode ser definido de formas significativamente distintas, podendo ser definido em termos nominais, em termos reais, antes ou depois de impostos. Por outro lado, cada regulador aplica o valor definido do custo do capital a conceitos de ativo muito distintos, como seja aos ativos líquidos, aos ativos brutos, avaliados a custos históricos, de substituição ou tendo sido reavaliados. Dada esta multiplicidade e complexidade, os reguladores não publicam os valores do CCMP para evitar uma comparação dos valores definidos que poderia resultar em conclusões enviesadas.

Para determinação do prémio de risco de Portugal, a acrescentar ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, foi feita a avaliação desse risco medido pelo *spread* entre as *yields* das obrigações portuguesas e as obrigações de mercados da zona euro maduros. Assim a ERSE optou por uma média de longo prazo para os países com rating AAA, considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco aos quais se acrescentou a França.

METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

A metodologia de indexação para o presente período regulatório resulta, fundamentalmente, das seguintes alterações face ao anterior período regulatório:

³⁴¹ Fernandez, Pablo & Aguirreamalloa, Javier & Corres, Luis, 2011. "Market risk premium used in 56 countries in 2011: A survey with 6,014 answers," IESE Research Papers D/920, IESE Business School.

³⁴² Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series).

³⁴³ No cálculo da média do prémio de risco definido pelos reguladores europeus não foram considerados os países para os quais esse valor já incorporava um prémio de risco país, sendo o valor resultante considerado uma *proxy* do prémio de risco de um mercado maduro.

³⁴⁴ Council of European Energy Regulators.



Indexação do custo do capital às Obrigações do Tesouro (OTs), em vez dos CDS ³⁴⁵;

Ajustamento dos intervalos de variação do CCMP, com novos limites superiores (cap) e inferiores (floor);

Alteração do declive da reta de indexação.

O valor do novo indexante, as *yields* das OTs portuguesas a 10 anos, encontrava-se em mínimos históricos no momento de definição do mecanismo de indexação. Assim, este será um valor de partida para o qual não se pode perspetivar um intervalo de descida simétrico ao intervalo de subida que possa ser acomodada no mecanismo de indexação. Uma simetria de aumento e redução implicaria, assim, uma perspetiva de subida igualmente ligeira das OTs portuguesas a 10 anos.

No que diz respeito aos valores de partida e aos valores máximos e mínimos do atual mecanismo de indexação salienta-se que:

O valor agora definido para o CCMP é mais baixo do que o mínimo do mecanismo de indexação definido no anterior período regulatório;

Os valores máximos possíveis definidos no atual mecanismo de indexação são inferiores aos máximos da anterior metodologia de indexação, sendo inclusivamente próximos dos valores de partida do custo do capital definidos no anterior período regulatório.

Tendo em consideração as condicionantes acima referidas, não seria possível manter a simetria referida pelo CT. O CA da ERSE, depois de ponderar as diversas alternativas, definiu o mecanismo de indexação, deslocando e ajustando apenas ligeiramente o intervalo de variação face ao anterior período regulatório, tanto do CCMP, como do indexante, tendo em conta os valores de partida e as observações históricas de cada variável na definição do novo declive da reta de indexação. Este mecanismo reflete, para além dos novos valores de cap e floor para o CCMP, a alteração da variável definida como novo indexante, as OTs a 10 anos, em substituição dos CDS, do anterior período regulatório.

II A.2 – PROVEITOS PERMITIDOS

A metodologia do CAPM exige a definição de uma multiplicidade de critérios e de vários parâmetros, havendo uma grande diversidade e complexidade de opções que é necessário determinar e definir para se calcular o valor final do custo do capital alheio e do capital próprio. Muitas dessas opções são fruto da avaliação da situação e do contexto em cada momento, havendo necessidade de tomar as decisões que se apresentam como melhor solução perante a avaliação das condições económicas e financeiras, que possam representar as melhores previsões para o futuro em análise. As alterações propostas pelo CA da ERSE refletem, em grande medida, a necessária resposta para a adesão da metodologia ao período atípico que a economia portuguesa atravessou, e está a atravessar, e que plasmas o que o mesmo entendeu ser as mais adequadas repostas e previsões para as diversas variáveis para os próximos 3 anos. O CA da ERSE entendeu que estas circunstâncias económicas e financeiras atípicas do passado recente, face ao histórico da economia portuguesa, justificaram a presente alteração, e respetiva adequação, que irá refletir a melhor perspetiva para a realidade dos próximos anos.

Neste sentido as opções, quer de alteração, quer de manutenção de metodologias, visam adequar estas mesmas metodologias às condicionantes atrás referidas, tendo sempre em conta a desejável estabilidade regulatória.

II A.2.1 – TRANSPORTE

BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS ACEITE

³⁴⁵ *Credit Default Swaps.*



Na definição dos parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) para o período 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos de OPEX³⁴⁶, reais e aceites, ocorridos entre 2000 e 2013, estimados para 2014 e previstos para os anos 2015 a 2017. A componente de OPEX da atividade de TEE é regulada desde 2009 por um mecanismo de custos incrementais. Em 2011, quando foram definidos os parâmetros a aplicar no período regulatório 2012-2014, a ERSE apenas dispunha de informação real e auditada após a implementação do mecanismo de custos incrementais, referente aos anos de 2009 e de 2010. A informação disponível naquela data não permitia ainda dar uma perspetiva clara da tendência de diminuição de custos que a REN viria a incorrer, uma vez que, apesar de se ter verificado uma redução dos custos reais entre 2009 e 2010, nesse período os custos reais unitários, em função da energia transportada, haviam aumentado. Foi neste contexto que o CA da ERSE definiu os parâmetros a aplicar ao longo do período regulatório 2012-2014.

Entre 2009 e 2013, a REN incorreu na sua atividade de TEE a uma redução gradual dos custos reais de OPEX, que se vieram a distanciar dos custos aceites por aplicação do mecanismo de custos incrementais cuja base havia sido definida nas circunstâncias descritas anteriormente.

Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE procedeu à análise da evolução dos custos reais da atividade de TEE e o CA fixou os parâmetros com base na média dos valores ocorridos nos anos de 2012 e de 2013, últimos dois anos de contas reais auditadas. Note-se que desde 2009, ano de implementação do mecanismo de custos incrementais, os custos reais da atividade de TEE, só entre 2011 e 2012 é que evoluíram de forma ascendente. O CA da ERSE ao considerar na base de custos para 2015 a média de 2012 e de 2013 está a mitigar o impacte de redução de custos.

O CA da ERSE reconhece, no entanto, o esforço da REN ao reduzir significativamente os custos reais de OPEX, no cumprimento das metas de eficiência impostas, que lhe permitiu apropriar entre 2010 e 2013 dos ganhos daí resultantes. Neste contexto, para o período regulatório 2015-2017, além da revisão em baixa da base de custos da atividade de TEE, o CA da ERSE reduziu a meta de eficiência em 2 p.p. relativamente ao período regulatório anterior, fixando-a em 1,5pp.

A introdução dos ajustamentos aos indutores de custo no mecanismo de custos incrementais permite que os valores considerados em sede de ajustamentos sejam baseados nos valores reais das variáveis físicas que integram o referido mecanismo, quilómetros de rede e número de painéis em subestações. Tal permite uma maior aderência entre a variação do OPEX aceite à atividade de TEE e o nível real de atividade da empresa. O CA da ERSE recebe com agrado os comentários do CT relativos a esta alteração que permite a introdução do ajustamento, com valores reais auditados dos indutores de custo, no mecanismo de custos incrementais.

INCENTIVO À DISPONIBILIDADE

O CA da ERSE teve em consideração o comentário do CT que recomenda a manutenção do valor do incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT em vigor durante o período regulatório findo, enquanto a revisão do mesmo não estiver concluída. Após ponderar as vantagens e desvantagens desta opção, o CA da ERSE decidiu manter o valor nulo proposto para o incentivo durante o período regulatório 2015-2017.

MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Qualquer exercício de quantificação dos benefícios induzidos pelo mecanismo de custos de referência para investimentos na Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT), requer a assunção de um conjunto de pressupostos para determinação do cenário business as usual. Estes pressupostos teriam como objetivo recriar a aplicação de uma metodologia de regulação por custos aceites

³⁴⁶ *Operational Expenditures.*



e o custo com capital (CAPEX) respetivo, caso não se tivesse aplicado, desde 2009, uma regulação por incentivos. As dificuldades na criação deste cenário tornam-se ainda maiores, se atendermos à diversidade de investimentos realizados desde 2009 e ao facto do estabelecimento do mecanismo de custos de referência ter influenciado os próprios custos reais de investimento, em resultado do comportamento da empresa que passou a ser orientado para a colocação do custo real das obras nas zonas de eficiência definidas pelo mecanismo.

Neste contexto, o CA da ERSE ponderou a realização de uma análise dos benefícios baseada em pressupostos que poderiam, por si só, ser subjetivos, tendo optado por não avançar com a adoção deste mecanismo, dado que as análises apresentadas no documento de Parâmetros permitiram retirar conclusões importantes sobre o funcionamento do mecanismo e reajusta-lo para o período regulatório seguinte. No entanto, nas alterações efetuadas ao mecanismo, manteve-se a perspetiva de induzir um comportamento eficiente na realização de investimentos pela empresa e, simultaneamente, assegurar uma maior simetria na repartição entre a empresa e os consumidores dos ganhos de eficiência alcançados.

Importa, contudo, sublinhar que, apesar de não estarem quantificados benefícios explícitos decorrentes da aplicação do mecanismo, o aumento de eficiência nos custos de investimento da REN é evidenciado no estudo de *benchmarking* relativo à atividade de transporte de energia elétrica (E3GRID2012), realizado pelos reguladores europeus em 2012. Este estudo mostra uma alteração substancial no comportamento da empresa a partir de 2010, face aos congéneres europeus, que se atribui em parte ao mecanismo de custos de referência. Por outro lado, no período analisado, o crescimento dos custos unitários de CAPEX da REN foi, relativamente aos congéneres europeus, um pouco inferior, tendo esta tendência invertido em 2010 e 2011, em que os crescimentos observados na REN se afastam, por defeito da média observada nos restantes operadores de rede de transporte.

II A.2.2 – DISTRIBUIÇÃO

A meta de eficiência definida para o período de regulação 2015-2019 está sustentada, em primeiro lugar, na análise de desempenho da empresa com base em custos reais e auditados. Essa análise encontra-se refletida no documento "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico", no qual é realçado o fato da empresa ter vindo a decrescer a sua base de custos e de existir uma aproximação cada vez maior à base de custos aceite pela ERSE. Esta situação demonstra o esforço da empresa em atingir as metas de eficiência impostas.

Esse esforço tem sido reconhecido pelo regulador, que ao longo dos vários períodos de regulação tem vindo a rever em baixa as metas de eficiência impostas e a reavaliar a base de custos aceite. A meta definida para o período de regulação 2015-2019 é a meta de eficiência mais baixa aplicada desde o período de regulação 2006-2008.

A meta de eficiência definida para o período de regulação 2015-2019 encontra-se entre o valor mínimo de 1,3%, equivalente ao progresso tecnológico decorrente da análise efetuada à empresa, e o valor de 2,6%, equivalente à mediana da amostra considerada.

Face ao exposto é visível a preocupação do CA da ERSE na determinação de metas de eficiência em linha com o desempenho da empresa já alcançado e com o que ainda pode vir a ser alcançado em consequência das melhorias a efetuar pela empresa.

INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

O CA da ERSE observou que o resultado pretendido com o incentivo em vigor no período de regulação 2009-2012 não foi eficazmente alcançado, dado que a sua calibração *ex-ante* se baseou em previsões para o período regulatório 2012-2014, feitas pelo Operador das Redes de Distribuição em Portugal continental (ORD) em 2011, e o investimento em redes inteligentes efetivamente concretizado foi substancialmente inferior. Ou seja, a realidade mostrou que a referida previsão foi demasiado otimista, por não ter considerado o risco de implementação deste tipo de investimentos.



Sobre o incentivo em vigor no período regulatório anterior, importa ainda clarificar que, na ótica dos proveitos permitidos, o mesmo pretendia ser neutro, quer para a empresa, quer para os consumidores, atendendo ao nível de investimento em "redes inteligentes" e aos ganhos operacionais previstos pelo ORD no início do período regulatório.

Quanto à proposta de incentivo para o período regulatório 2015-2017, faz-se notar desde logo que a avaliação dos benefícios passou a ter um âmbito que extravasa os ganhos de eficiência operacional da empresa, passando a incorporar as externalidades positivas que decorrerão dos investimentos em redes inteligentes numa perspetiva global do Sistema Elétrico Nacional. Além disso, pelo facto de ser um incentivo *ex post*, que se baseia em valores ocorridos e após demonstração, o CA da ERSE entende que o risco de implementação foi substancialmente reduzido face à versão anterior do incentivo.

Neste contexto, sobre as constatações descritas no parecer do CT a respeito da proposta de incentivo ao investimento em redes inteligentes para o período de regulação 2015-2017, designadamente no ponto II A.2.2.b.3., o CA da ERSE entende pertinentes os seguintes comentários:

- A comparação implícita no parecer do CT, entre o prémio na taxa de remuneração dos ativos em redes inteligentes existente no período regulatório anterior (1,5%) e o limite estabelecido para o $\Delta\text{CAPEX}_{\text{RI}}$ através do parâmetro β_{RI} (25% x 1% de prémio no primeiro ano, até 75% x 1% de prémio no sexto ano) deve ser devidamente contextualizada. No período regulatório que termina, o prémio de 1,5% diz respeito aos ganhos perspetivados para o CAPEX, que poderão concretizar-se ou não, o qual é, à partida, anulado em termos de proveitos permitidos à empresa, por uma redução acrescida imposta no OPEX. Na proposta para o próximo período regulatório, o limite estabelecido para o ganho de CAPEX é percentualmente inferior, mas a empresa tem garantidos ganhos (ou no mínimo a inexistência de perdas), dado que à partida a exigência adicional para a redução de OPEX está balizada pelos ganhos de CAPEX efetivos. Assim, a empresa deixa de estar sujeita ao risco de implementação.
- Com as novas regras para este incentivo o CA da ERSE procurou atingir, em simultâneo, os seguintes objetivos: (i) reduzir o risco da empresa na implementação deste tipo de investimentos; (ii) os consumidores suportam os montantes associados ao incentivo apenas após a demonstração dos benefícios a ele associados; (iii) no horizonte de aplicação do incentivo a repartição de benefícios é tendencialmente simétrica. Adicionalmente, a necessidade acrescida de prestação de informação à ERSE pela empresa, designadamente a demonstração dos benefícios, é compensada pela aceitação fora da base de custos sujeita a metas de eficiência dos montantes utilizados na realização de estudos, até um limite de 0,25% do montante de investimentos em rede inteligente transferidos para exploração em cada ano.
- No que diz respeito à elegibilidade dos investimentos, o CA da ERSE pretende promover iniciativas de projetos no âmbito do conceito de "rede inteligente", premiando a implantação de soluções que resolvam desafios colocados às redes e que representem benefícios líquidos para o operador da rede de distribuição e para os restantes agentes do setor trazidos por estes investimentos. Mas para além dos projetos serem inovadores, é de salientar a importância da avaliação dos benefícios que pretendem atingir. Alguns dos benefícios associados poderão não se verificar no imediato após a concretização do investimento, pelo que é importante uma reflexão que permita identificar de uma forma tão exaustiva quanto possível, esses benefícios. Para além dos indicadores tradicionais como as perdas e a qualidade de energia, há seguramente outros de que o adiamento de investimentos é apenas um exemplo. Já no que diz respeito a exemplos que extravasam o operador da rede de distribuição e que estão relacionados com outros agentes, o desenvolvimento de mercados de serviços de sistema constitui outro exemplo relevante, cujos méritos seria relevante quantificar.
- Finalmente, no que respeita à proposta de alteração do incentivo ao investimento em redes inteligentes em sede de consulta pública ao Regulamento Tarifário efetuada em junho de 2014, o CA



da ERSE reconhece que a formulação para o incentivo não foi apresentada nesse momento. No entanto as principais linhas orientadoras da sua revisão estavam presentes no documento justificativo da referida consulta, designadamente:

- Ajustar a exigência nos ganhos de eficiência no OPEX ao nível de investimento em redes inteligentes efetivamente realizado e aceite pelo regulador;
- Considerar e valorizar as externalidades positivas que decorrem dos investimentos em redes inteligentes, numa perspetiva global do Sistema Elétrico Nacional, permitindo a sua partilha entre a empresa e os consumidores;
- Introduzir princípios para a avaliação de investimentos em redes inteligentes e sua aceitação pelo regulador para efeitos do incentivo;
- Permitir um intervalo de tempo mais alargado para a concretização dos benefícios e limitar a duração do incentivo para cada projeto específico;

LIMITAÇÃO AO INVESTIMENTO EXCESSIVO

O mecanismo de limitação ao investimento excessivo surgiu com a alteração da metodologia de regulação do CAPEX, anteriormente baseada em incentivos, passando para uma metodologia baseada em custos aceites. Assim pretendeu-se vincular a empresa às previsões de investimento efetuadas no início de cada período de regulação, as quais se assumem corresponder às suas verdadeiras necessidades para esse horizonte. No final do período de regulação e tendo por base os valores de investimento reais e auditados, proceder-se-á à comparação destes valores com as previsões acima referidas, de modo a avaliar se o investimento concretizado excedeu o limite estabelecido, o que terá como consequência a redução da remuneração sobre o excedente.

Esta avaliação é efetuada ao nível dos investimentos totais, pois as previsões da empresa devem ser as melhores possíveis quer se trate de investimentos obrigatórios ou da iniciativa da empresa. Além disso, prevê-se neste mecanismo que, caso se confirme investimento em excesso que seja devidamente justificado pela empresa, não haja limitação à remuneração do mesmo.

Sobre o limiar de 25%, sublinha-se que o mesmo se aplica à totalidade do investimento do período regulatório (3 anos) e deverá acomodar a diferenças entre os valores reais e as previsões efetuadas a uma distância temporal que atinge mais de 3 anos, pelo que o intervalo de confiança tenderá a alargar.

A exclusão dos investimentos em Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) do âmbito deste mecanismo para o período de regulação 2015-2017 prende-se com o facto dos investimentos nesses níveis de tensão estarem devidamente enquadrados no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), o qual após homologação do Governo vincula a empresa ao nível de investimento nele estabelecido. Nota-se ainda que, o procedimento de aprovação do PDIRD inclui, designadamente, uma consulta pública e a elaboração de um parecer pela ERSE, o que permite um escrutínio ao plano e seus pressupostos. Adicionalmente, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, a ERSE deve acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão (RND) previstos no PDIRD.

Como este enquadramento legal não se aplica aos investimentos na rede de distribuição em BT, nem existem outros mecanismos que permitam o seu acompanhamento com detalhe, o CA da ERSE considerou relevante manter a limitação ao investimento excessivo neste nível de tensão.

II A.2.3 – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Conforme demonstrado no documento "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico", observou-se que a EDP SU tem evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE,



conseguindo ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador, no que concerne às rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do price-cap. No entanto, o processo de extinção de tarifas é um desafio importante em termos organizacionais para a EDP SU, obrigando-a a reorganizar a sua estrutura de custos de modo a fazer face à diminuição da sua atividade.

Neste quadro, tanto na definição da base custos regulada, como na definição das metas de eficiência, o CA da ERSE procurou conjugar dois objetivos distintos, a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e a adaptação das metas regulatórias ao contexto perspetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

No que diz respeito à definição da base de custos da EDP SU para o próximo período regulatório, a ERSE procurou promover a aderência entre os valores a aceitar pelo regulador e os valores da empresa. Deste modo, o CA da ERSE considerou os valores reais da empresa para 2013, no que concerne à componente de custos sujeita a metas de eficiência, atualizando-os para 2015 com base nos parâmetros em vigor no anterior período regulatório. Adicionalmente, propôs a inclusão de uma componente de custos não controláveis, consubstanciada numa margem com o objetivo de repor as necessidades financeiras da empresa.

Assim, pese embora o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 (17,72€/cliente), no que concerne ao OPEX controlável sujeito a metas de eficiência, seja inferior ao valor previsto pela EDP SU (18,61€/cliente), esta diferença inverte-se quando considerados os custos não controláveis apurados pela ERSE para 2015, os quais se traduzem num incremento de 1,77€/cliente relativamente ao OPEX unitário controlável, perfazendo 19,49 €/cliente.

A par da preocupação em alinhar a base de custos aceite à base de custos da empresa, o CA da ERSE entendeu igualmente relevante continuar a promover um comportamento de eficiência por parte da EDP SU. Este comportamento foi demonstrado na análise de desempenho realizada à empresa, no documento "Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico", tendo-se avaliando o comportamento registado pela EDP SU face às metodologias regulatórias em vigor nos anteriores períodos regulatórios. Deste modo, a meta de eficiência proposta pelo CA da ERSE, em 3,5%, tem em conta i) a análise realizada ao desempenho da EDP SU, que tem conseguido ultrapassar as metas de eficiência propostas pelo regulador, conforme já referido, bem como ii) o facto de apenas de aplicar à base de custos controlável.

No que respeita aos custos de referência para a atividade de comercialização, o CA da ERSE regista a posição do CT, não sendo, contudo, por demais lembrar o referido pelo regulador no documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017": "esta análise tem por base um inquérito pioneiro, cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com cuidado."

Acresce que os intervalos de referência apresentados na pág. 243 do mesmo documento traduzem o perfil generalizado de grupos de empresas comercializadoras de eletricidade e gás natural, não tendo em conta as especificidades de cada empresa individualmente. Este caso é particularmente relevante na esfera da EDP SU, em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, o que não acontece com a generalidade das restantes empresas da amostra. Por esta razão, a leitura do nível dos custos de referência deverá ser realizada de acordo com os intervalos apresentados, e não diretamente pelo valor médio apresentado, meramente indicativo. De acordo com o referido, o valor de 17,72 €/cliente, considerado pela ERSE como custo unitário implícito no proveito permitido de 2015 da EDP SU, enquadra-se na banda apresentada para o grupo de empresas no qual a EDP SU se insere.

A título indicativo, refira-se que tendo em conta o efeito conjugado da evolução do OPEX previsto pela ERSE e o nível de clientes previsto pela empresa, apura-se um custo unitário de 22,81€/cliente para o último ano do período regulatório 2015-2017, valor enquadrado no intervalo de referência subjacente à empresa. Tal facto atesta a necessidade de interpretação cuidada dos custos de referência, salvaguardada pelo



cálculo e apresentação dos custos de referência para a atividade de comercialização de energia sob forma de intervalos de valores.

Por último, não é igualmente de negligenciar o facto dos valores de referência indicados incluírem rubricas como proveitos e gastos de carácter extraordinário, não sendo esta tipologia de rubricas expurgada dos custos de referência, por não haver detalhe suficiente disponibilizado nos questionários realizados que o permita fazer.

II A.2.4 – REGIÕES AUTÓNOMAS

FATORES DE EFICIÊNCIA

As empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), EDA e EEM, desenvolvem as suas atividades em contextos geoeconómicos muito particulares. A insularidade, a pequena dimensão dos mercados e a dispersão geográfica, neste caso mais flagrante na RAA, colocam no exercício das suas atividades reguladas um conjunto de vicissitudes às quais o CA da ERSE, na avaliação do desempenho das empresas não é alheio.

A regulação por custos eficientes foi implementada nas Regiões Autónomas no período regulatório 2009-2011 para as atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE). A metodologia aplicada assentava numa remuneração do OPEX a variar em cada atividade em função de indutores de custo, energia na DEE e número de clientes na CEE. No período regulatório 2012-2014, o CA da ERSE alargou o âmbito da regulação por incentivos à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), procedendo à reformulação da metodologia aplicada às atividades de DEE e de CEE. Neste caso, a reformulação efetuada teve em conta a avaliação que foi feita pelo CA da ERSE relativamente ao desempenho das empresas e aos resultados da metodologia aplicada no período regulatório 2009-2011, que, para as atividades de DEE e de CEE, não se revelou adequada à realidade das empresas. Ao nível da atividade de AGS foi introduzida uma metodologia do tipo revenue cap.

No âmbito do trabalho preparatório do período regulatório 2015-2017, a ERSE efetuou uma avaliação das metodologias aplicadas no período regulatório anterior bem como dos resultados alcançados. Após essa avaliação o CA da ERSE entendeu manter as metodologias de regulação, revenue cap para a atividade de AGS e *price cap* para as atividades de DEE e de CEE, revendo as bases de custo e as metas de eficiência a aplicar a cada atividade e em cada Região Autónoma.

As bases de custo e as metas de eficiência propostas pelo CA da ERSE têm em conta essa avaliação, assente no desempenho das empresas, Eletricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. (EEM), e na aderência entre os seus custos reais e as metas impostas, não esquecendo as particularidades em que as mesmas desenvolvem as suas atividades. Este exercício foi efetuado com a ponderação do contexto macroeconómico e financeiro particular que caracterizou o período regulatório que termina e que se materializou, entre muitos outros aspetos, na contenção dos custos salariais impostos aos organismos e empresas direta ou indiretamente integrados na esfera pública. É neste particular que, de um modo geral, o grau de exigência imposto às atividades insulares se manteve face ao período regulatório anterior e que, por exemplo, na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos de conservação e de manutenção dos equipamentos produtivos são aceites fora da aplicação de metas de eficiência.

O Conselho Tarifário refere que apoiaria a realização de um estudo, com estreito acompanhamento da ERSE, sem custos a repercutir nas tarifas, que permitisse identificar os custos eficientes de OPEX, para cada atividade regulada da EDA e da EEM. O CA da ERSE não se opõe a tal iniciativa, embora esteja ciente das dificuldades inerentes à realização de trabalhos desta natureza, face às anteriormente referidas particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades reguladas, que dificultam qualquer exercício, rigoroso, de apuramento do nível de eficiência.

METODOLOGIA CÁLCULO WACC



O risco da atividade de uma empresa depende de vários fatores, nomeadamente da capacidade de gerar cash flows e da volatilidade desses cash flows. Estes cash flows são função dos custos e proveitos de cada atividade, que são determinantes para o nível e volatilidade desses cash flows. Tendo em conta as semelhanças no quadro regulatório das atividades desenvolvidas nas Regiões Autónomas e a definição de custos e proveitos das diversas atividades nesse quadro regulatório, não existe uma diferença substancial na volatilidade e capacidade de geração de cash flows entre as diferentes atividades e, conseqüentemente, do risco das mesmas.

As diferenças poderão existir no acesso ao financiamento devido às diferentes dimensões das empresas do continente e das Regiões Autónomas. No entanto, a comparação dos custos de financiamento das Regiões Autónomas não justifica a aplicação de um prémio de dívida diferente.

CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL

No que concerne a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental, o CA da ERSE partilha da preocupação do CT quanto ao referencial de convergência a adotar na definição de tarifas para as Regiões Autónomas.

Considera-se que o referencial de preços de energia elétrica em MT, Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN), que deve orientar a convergência tarifária das Regiões Autónomas deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental.

Todavia, o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas é ainda reduzido, o que dificulta a sua utilização como referencial de convergência tarifária.

Assim, de acordo com a recomendação do CT, enquanto o CA da ERSE considerar que não dispõe de referências de mercado seguras continuará a utilizar-se a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN como referência para a definição de tarifas nas Regiões Autónomas.

Deve, contudo, sublinhar-se que a tarifa aditiva não é aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso em Portugal continental (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias). A tarifa aditiva corresponde à tarifa considerada eficiente no mercado retalhista, sendo calculada pela soma das tarifas de acesso às redes, ora aprovadas, e das tarifas de energia e de comercialização que se espera venham a ser aplicadas pelos vários comercializadores e também dependentes dos preços observados nos mercados grossistas, designadamente considerando informação dos mercados a prazo.

II B – PROPOSTA DE TARIFAS PARA 2015

II B.1 – ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

Dado o início de um novo período de regulação em 2015 elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição.

Em relação à tarifa de uso da rede de transporte foi mantida a estrutura do anterior período de regulação. Todavia, tendo em atenção o parecer do CT sobre a importância de rever os custos incrementais da rede de transporte, o CA da ERSE vai proceder a novos estudos no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente e mediante os resultados, procederá à revisão da referida estrutura tarifária.

Em relação aos comentários do CT sobre a necessidade de definir preços de energia reativa agravados no último escalão, relembra-se que em 2010 o CA da ERSE aprovou novas regras de faturação da energia



reativa, através do Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril, com o objetivo de fornecer um maior incentivo à compensação da energia reativa e assim possibilitar uma melhor utilização e exploração das redes.

O referido despacho veio estabelecer que o preço aplicável à energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio é variável por escalão e função do valor acumulado da energia reativa indutiva medida em cada período de integração. Os escalões são definidos considerando os seguintes valores da $\text{tg } \phi$ (quociente entre a energia reativa e a energia ativa medidas num dado período de tempo): a) superior ou igual a 30% e inferior a 40% (escalão 1); b) superior ou igual a 40% e inferior a 50% (escalão 2); c) superior ou igual a 50% (escalão 3).

Estabeleceu ainda que o preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio aplicável em cada escalão é obtido através da aplicação de um fator multiplicativo ao preço de referência de energia reativa indutiva. O preço de referência é publicado anualmente com as tarifas de acesso às redes.

O fator multiplicativo foi publicado pelo Despacho n.º 12605/2010, de 4 de agosto, refletindo três princípios fundamentais: a) o preço a aplicar a cada escalão deve ser progressivo e função do custo provocado pela não compensação local de energia reativa nas redes; b) o preço de energia reativa a aplicar no escalão 1 deve ser aderente ao custo evitado pela compensação local de energia reativa; c) o preço do escalão 3 ($\text{tg } \phi$ superior ou igual a 50%) deverá transmitir aos consumidores um incentivo claro para que tomem a decisão de investir na instalação de equipamentos de compensação local de energia reativa. No quadro seguinte apresentam-se os fatores multiplicativos estabelecidos no referido Despacho, sendo de salientar que o fator aplicável ao preço de energia reativa indutiva aprovado no escalão 1 é de 0,33, situação que permite que o pagamento esteja aderente aos custos causados. No escalão 2 o fator é unitário, situação que corresponde à aplicação de um agravamento de 3 vezes face aos custos causados. Relativamente ao escalão 3 o fator a aplicar ao preço de energia reativa aprovado é de 3, situação que corresponde a aplicar um fator de agravamento de 9 vezes face aos custos causados. Considera-se que esta opção permite transmitir um sinal claro aos consumidores para compensarem as suas instalações, dando resposta às pretensões do CT.

| Escalão | Descrição | Factor multiplicativo |
|-----------|---|-----------------------|
| Escalão 1 | Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 30% e inferior a 40% | 0,33 |
| Escalão 2 | Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 40% e inferior a 50% | 1,00 |
| Escalão 3 | Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 50% | 3,00 |

No que concerne as tarifas de venda a clientes finais, concorda-se com o CT quanto à importância da aditividade tarifária plena e o CA da ERSE mantém o seu empenho na persecução deste objetivo. Refira-se que as opções tarifárias que estão mais longe da aditividade plena, multi-horário e sazonais, têm observado nos últimos anos acréscimos superiores à variação média da BTN.

Contudo, a convergência tarifária não pode ser um objetivo per si, uma vez que a concretização desse objetivo ignorando os impactos nos consumidores finais de energia elétrica implicaria aumentos significativos para determinados segmentos de consumidores. Refira-se a título de exemplo, que a implementação de aditividade tarifária plena em 2015 resultaria em acréscimos tarifários médios de 11%, na opção tarifária tri-horária e de 31% na opção sazonal simples.

II B.2 - TARIFAS DE ACESSO

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso crescente dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou



sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos, a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactes na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos. Neste quadro, o CA da ERSE tem manifestado o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

No que concerne as variações diferenciadas de preços nas tarifas de acesso às redes importa referir que o peso significativo dos CIEG, mencionado pelo CT no seu parecer, condiciona também as variações dos preços das tarifas de acesso às redes por variável de faturação.

A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, veio estabelecer critérios de repercussão dos CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento e por período horário, afetando a forma de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema e consequentemente das tarifas de acesso às redes.

Em concreto, a mencionada portaria veio alterar a metodologia de cálculo dos termos de energia da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável³⁴⁷, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade³⁴⁸, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC³⁴⁹. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

Adicionalmente, a referida portaria estabelece que a afetação de determinados CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelecia uma modulação de 1,3 para os preços de energia de ponta e de 1,15 para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Assim, importa destacar dois efeitos na variação das tarifas de acesso às redes, o efeito das tarifas de uso das redes, e da tarifa de uso global do sistema, condicionada fundamentalmente pelos CIEG. As variações diferenciadas que se observam nos preços de energia por período horário decorrem essencialmente da variação diferenciada dos preços de energia da tarifa de uso global do sistema.

Entre a proposta de tarifas apresentada ao CT e a publicação final de tarifas para 2015, os fatores de modulação foram alterados, ao abrigo da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, que prevê a possibilidade de alterar os fatores de modulação previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, de forma a evitar variações acentuadas em alguns períodos horários que sejam desincentivadoras da modulação de consumos. Esta alteração vem resolver a questão referida pelo Conselho Tarifário de agravamentos superiores nas tarifas de vazio e de super vazio. Em resultado desta nova alocação de CIEG por período horário resultam variações semelhantes dos preços de energia das tarifas de acesso às redes.

II B.3 – MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

³⁴⁷ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

³⁴⁸ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

³⁴⁹ Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica.



No que concerne a recomendação do CT de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento, a necessidade de atualização das tarifas transitórias tem sido avaliada pela ERSE nos termos da legislação em vigor, tendo em conta a evolução das condições do mercado grossista e do mercado retalhista de energia elétrica. As atualizações adotadas pretendem sempre cobrir as variações do preço de energia nos mercados grossistas e induzir a adesão gradual à contratação no mercado, de forma a que os preços das tarifas transitórias nunca estejam abaixo dos custos.

A evolução das condições de mercado é, assim, um elemento preponderante na definição do fator de agravamento, considerando a sua influência no desenvolvimento do mercado.

O regime em vigor visou a criação de incentivos à adesão dos consumidores de eletricidade e de gás natural ao mercado liberalizado através, por um lado, da criação de valor no mercado para fomentar a concorrência e, por outro lado, permitir aos consumidores percecionarem vantagens concretas resultantes da mudança de comercializador (de natureza económica e comercial). A evolução do número de mudanças para o mercado liberalizado e a criação da dinâmica concorrencial no mercado demonstram que a estratégia conduzida pelo CA da ERSE, em função do modelo em vigor, revelou-se adequada aos objetivos assumidos pelo legislador.

O sucesso desta estratégia é palpável e verificável por diversos indicadores, tais como, o número de agentes de mercado e comercializadores, que aumentou significativamente, a repartição das quotas de mercado entre os diversos comercializadores, o aumento significativo do número e diversificação de ofertas comerciais disponíveis no mercado e os benefícios económicos resultantes da mudança de comercializador, conforme se observa no quadro seguinte.

Indicadores BTN

| Baixa Tensão Normal | Quotas de mercado | | | | Comercializadores com ofertas no mercado livre | Nº ofertas no mercado livre | Nº ofertas base no mercado livre | Desconto máximo ofertas base |
|---------------------|-------------------|-----|--------------|-----|--|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| | Energia (%) | | Clientes (%) | | | | | |
| | ML | CUR | ML | CUR | | | | |
| 1º Trim 2012 | 8% | 92% | 8% | 92% | 2 | 4 | 4 | 5,6% |
| 3º Trim 2014 | 56% | 44% | 52% | 48% | 8 | 64 | 27 | 11,0% |

Ofertas base: ofertas exclusivas de eletricidade, sem qualquer serviço adicional e sem oferta de gás natural.

O CA da ERSE considera que os resultados alcançados são fruto da análise coerente e adequada das condições de mercado, as quais resultam de uma verificação constante, periódica e permanente dos pressupostos subjacentes à definição das tarifas transitórias.

A metodologia aplicada pela ERSE reflete o quadro definido pelo legislador. Importa, contudo, sublinhar que qualquer alteração do quadro legislativo no sentido de uma maior previsibilidade e objetividade é interpretado pelo CA da ERSE como um contributo positivo para o processo de liberalização do mercado retalhista.

II C – QUALIDADE DE SERVIÇO

O CA da ERSE toma boa nota do comentário recebido.

II D – PROPOSTA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

O CA da ERSE toma boa nota do comentário recebido.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."³⁵⁰

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2014*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*" o qual foi igualmente tido em consideração.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

A – DESAFIOS REGULATÓRIOS E PREOCUPAÇÕES DO CONSELHO TARIFÁRIO

1. A proposta da ERSE sobre as tarifas e preço para outros serviços em 2014 é a última que é apresentada aplicando os parâmetros fixados para o triénio regulatório em curso.
2. Com a passagem generalizada para a contratação da energia em mercado liberalizado, durante o próximo período regulatório 2015-2017, pela generalidade dos consumidores, a regulação irá enfrentar novos desafios.
3. A regulação desempenhará um papel decisivo no desenvolvimento de uma dinâmica de mercado competitivo, devendo ser determinada na promoção dessa dinâmica de mercado.
4. A regulação terá, ainda, pela frente novos desafios relativos à estrutura tarifária que poderão passar, por exemplo, pelo desenho e adoção de tarifas dinâmicas, com uma aderência cada vez maior às necessidades dos consumidores e aos custos induzidos no sistema.
5. Neste contexto, antecipando uma revisão do Regulamento Tarifário e a fixação de parâmetros regulatórios para o triénio 2015-2017 de acordo com um novo modelo de intervenção regulatória, o CT considera ser de particular interesse, neste parecer, deixar expressas algumas preocupações e contribuições.
6. Em concreto, é sabido que se enfrentarão os seguintes desafios:

a) Maior integração do MIBEL e acompanhamento europeu - a harmonização da regulamentação entre Portugal e Espanha deve prosseguir, para consolidação do MIBEL e obtenção de sinergias inerentes a essa integração, bem como devem, nesse sentido, ser acompanhados os desenvolvimentos no setor da energia a nível Europeu.

b) Liberalização do mercado - O processo de liberalização do mercado de retalho está em curso e deverá concluir-se durante o próximo período regulatório. A ERSE deverá garantir – no âmbito da sua esfera de competências – a existência das condições e enquadramento necessários a que essa liberalização se conclua com sucesso, sendo relevante, para benefício da dinamização do mercado, uma clareza das regras. O CT considera ser indicado que a ERSE avalie se o grau de concorrência dos agentes no mercado reflete

³⁵⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



um mercado dinâmico, se a informação sobre o processo de liberação do mercado está a ser corretamente transmitida, entre outros.

c) Melhoria da concorrência no mercado elétrico – O CT reconhece que para que possa existir um verdadeiro mercado liberalizado da energia elétrica terão de ser reforçadas as interligações à Europa, estabelecidos mecanismos de gestão das interligações e redes que facilitem a otimização das condições de mercado e estabelecimento dum objetivo de redução progressiva da energia com preço garantido e consequentemente aumento do quantitativo da energia que esteja efetivamente em mercado. Não sendo da competência da ERSE a solução de tais questões, o CT não quer deixar de expressar como preocupação a circunstância de, devido a escassa ligação através dos Pirenéus, a Península Ibérica se tornar uma ilha elétrica, sem acesso à energia doutros países, privando os consumidores das possíveis vantagens dum mercado de maior dimensão. Em 2014, a soma das energias com preço garantido, ou subvencionado, em Portugal, PRE+CAE+CMEC+Energia, corresponde a 40.652GWh, o que representa 91% do consumo global, que é de 44.533GWh da energia comercializada, implicando que nestas condições a concorrência efetiva em mercado tenha uma expressão muito reduzida.

d) Melhoria da competitividade da economia e bem-estar social – Sendo o custo da energia elétrica transversal a toda a economia e sociedade, tanto podendo interferir no nível de competitividade dos preços das empresas exportadoras como lançar as famílias para situações de pobreza energética, o CT sublinha a necessidade da cuidada análise e sensibilidade quanto aos impactos tarifários na sustentabilidade e desenvolvimento.

e) Sustentabilidade do consumo e eficiência energética - A transposição para breve da Diretiva sobre a Eficiência Energética vem colocar sobre a ERSE e os agentes nacionais novos desafios. A ERSE deverá criar as condições necessárias para que os agentes económicos e as famílias disponham dos instrumentos necessários à concretização dos objetivos de eficiência energética, com vista à redução da fatura energética. Sendo importante manter ou incrementar uma elevada eficiência no uso da energia, por razões ambientais e económicas, importa ter em consideração que a atenuação da pressão de aumento das tarifas seria fortemente atenuada se houvesse aumento do consumo, o que pode ser incentivado conjugando esse objetivo com outros igualmente importantes para a economia portuguesa.

f) Equipamentos inteligentes – No ano 2014, a ERSE terá oportunidade de atualizar o estudo que efetuou sobre equipamentos inteligentes, numa ótica de custo benéfico bem como tomar uma decisão em conformidade. Refere o CT que uma decisão tardia sobre o *roll-out* dos equipamentos inteligentes, se positiva, pode implicar um esforço acrescido e mais concentrado no tempo, desperdiçando-se desde já oportunidades de poupança energética.

g) Adiamento das tarifas transitórias - Os sucessivos adiamentos do fim das tarifas transitórias têm sido um obstáculo ao desejável e normal funcionamento do mercado liberalizado em especial pelo condicionamento de preços que induz. Devem ser asseguradas as condições de concorrência efetiva que assegurem a prática de preços concorrenciais nas ofertas comerciais aos consumidores.

h) Pobreza energética e tarifa social - A tarifa social não está suficientemente divulgada e disponível para os consumidores vulneráveis, sendo necessário proceder a uma revisão do seu âmbito e procedimento e ser avaliados alguns sinais, como sendo o crescente número de desconexões, desligamentos, incumprimentos.

i) Aditividade e estrutura tarifária – É importante que a ERSE prossiga e intensifique a convergência para a aditividade tarifária na BTN.

**B – LIBERALIZAÇÃO DE MERCADOS**

1. Através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro foi definido o processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas a clientes do continente, com consumos em muita alta tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE).
2. O Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, alargou o período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade em BTE, MT, AT e MAT, até 31 de dezembro de 2013, tendo a ERSE na proposta mencionado um novo diploma a publicar para o alargamento do prazo.
3. Conforme publicação mensal da ERSE constata-se que o mercado liberalizado dos grandes consumidores, dos clientes industriais e dos clientes do segmento de pequenos negócios, após alguns anos com uma trajetória pouco consistente, tem vindo a consolidar-se.
4. O CT considera que se pode concluir que caso tivesse sido estabelecida uma metodologia clara para a dinamização daquele mercado talvez não houvesse necessidade de prorrogar sucessivamente o prazo para a extinção das tarifas reguladas.
5. Através do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi estabelecido o processo de extinção das tarifas reguladas através da eliminação das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN até 31 de dezembro de 2014 e até 31 de dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.
6. Face aos prazos definidos para a BTN, o CT considera fundamental estabelecer para esta nova etapa do processo de liberalização, pelo que devem ser tidos em conta os seguintes aspetos:
 - a) Que atualmente não estão repercutidos na tarifa os custos reais de comercialização do CUR.
 - b) Que deve concretizar-se a divulgação através de campanha informativa a promover pela DGEG ainda em 2013 (Despacho n.º 5729/2013) do processo de liberalização e recomenda a ERSE que faça o inerente acompanhamento
 - c) Que devem ser definidos os critérios para atingir uma concorrência saudável através da convergência tarifária nos segmentos com tarifas bi-horárias e sazonais;
7. Definição de uma metodologia transparente para o cálculo do fator de agravamento.
8. Os desígnios associados à fixação do fator de agravamento não poderão, ainda assim, alhear-se da situação económica e social dos consumidores, bem como efetivo grau de atração que as ofertas do mercado liberalizado poderão apresentar.
9. O CT chama, ainda, a atenção para a manutenção das tarifas com ciclo diário na MT que é uma barreira ativa na dinamização do mercado nestes segmentos.

C – CUSTOS DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

1. À semelhança dos anos anteriores os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2014 atingem o valor total de cerca de 2,9 mil milhões de euros, confirmando a sua trajetória histórica ascendente, com uma variação de 12,7% face ao ano anterior.



2. A evolução dos CIEG e das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, nos 4 últimos anos, de acordo com os documentos apresentados pela ERSE, é a seguinte:

unid: 10³ €

| | Proposta de 2012 | | | Proposta de 2013 | | | Proposta de 2014 | | |
|---|------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|--------------------|
| | 2011 | 2012 | Variação 2012/2011 | 2012 | 2013 | Variação 2013/2012 | 2013 | 2014 | Variação 2014/2013 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse econômico geral | 2 406 301 | 2 298 842 | -4,50% | 2 301 897 | 2 646 666 | 15,00% | 2 575 241 | 2 901 352 | 12,70% |
| Sobrecusto da PRE | 1 214 040 | 1 294 746 | 6,60% | 1 294 540 | 1 349 335 | 4,20% | 1 312 123 | 1 766 509 | 34,60% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 427 550 | 304 318 | -28,80% | 296 250 | 613 960 | 107,20% | 591 321 | 480 114 | -18,80% |
| Sobrecusto dos CAE | 299 839 | 121 891 | -59,30% | 133 631 | 189 939 | 42,10% | 177 969 | 166 280 | -6,60% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 240 740 | 248 231 | 3,10% | 248 231 | 257 059 | 3,60% | 257 059 | 256 893 | -0,10% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 69 240 | 182 039 | 162,90% | 183 429 | 184 809 | 0,80% | 190 189 | 156 425 | -17,80% |
| Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007) | 19 769 | 20 300 | 2,70% | 20 300 | 19 776 | -2,60% | 19 776 | 19 565 | -1,10% |
| Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007 | 19 441 | 19 963 | 2,70% | 19 963 | 19 448 | -2,60% | 19 448 | 19 240 | -1,10% |
| Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) | 6 789 | 735 | -89,20% | 151 | 420 | 177,20% | 420 | 339 | -19,10% |
| Terrenos das centrais | 24 205 | 23 525 | -2,80% | 23 525 | 21 414 | -9,00% | 21 414 | 13 386 | -37,50% |
| Custos com a garantia de potência | 62 814 | 62 169 | -1,00% | 60 426 | -30 712 | -150,80% | -35 823 | 2 640 | -107,40% |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 11 500 | 11 500 | 0,00% | 11 500 | 11 500 | 0,00% | 11 500 | 11 500 | 0,00% |
| ERSE | 6 399 | 5 112 | -20,10% | 5 112 | 5 113 | 0,00% | 5 113 | 5 113 | 0,00% |
| Gestão das faixas de combustível | 3 567 | 3 675 | 3,00% | 4 200 | 4 200 | 0,00% | 4 200 | 2 600 | -38,10% |
| Custos com a concessionária da Zona Piloto | 0 | 0 | n.a. | 0 | 0 | 0,00% | 126 | 340 | 169,00% |
| Autoridade da Concorrência | 409 | 407 | -0,40% | 407 | 406 | -0,20% | 406 | 406 | 0,00% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | -365 492 | 487 944 | | 488 140 | 19 827 | | 76 641 | -133 185 | |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 140 881 | 147 949 | | 148 142 | 140 623 | | 140 466 | 137 683 | |
| Custos ou proventos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 104 830 | 110 174 | | 110 174 | 104 457 | | 104 457 | 101 929 | |
| Custos ou proventos de anos anteriores relacionados com CIEG | 36 051 | 37 774 | | 37 968 | 36 167 | | 36 009 | 35 754 | |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | -445 870 | 350 260 | | 350 307 | -117 174 | | -62 935 | -281 770 | |
| Diferencial extinção TVCF | -2 467 | 1 003 | | 1 004 | 11 317 | | 13 297 | 21 723 | |
| Sobreprovento | -53 729 | -5 249 | | -5 249 | -11 343 | | -10 590 | -9 091 | |
| Tarifa social | -4 308 | -6 019 | | -6 064 | -3 597 | | -3 597 | -1 731 | |
| Alisamento dos custos da PRE | -180 806 | -938 975 | | -939 005 | -946 396 | | -950 766 | -819 267 | |
| Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC | 0 | -141 480 | | -141 480 | -149 602 | | -149 825 | -244 470 | |
| Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE | | | | | -13 330 | | -13 317 | | |
| Total | 1 860 003 | 1 706 331 | -8,30% | 1 709 552 | 1 557 166 | -8,90% | 1 537 974 | 1 704 430 | 10,80% |

Fonte: ERSE documentos "Propostas de tarifas e preços"

3. Em resultado de anteriores medidas legislativas é possível identificar no valor líquido a considerar na fixação de tarifas em 2014 o adiamento de 1.064 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2014, correspondendo ao avolumar da dívida tarifária, a suportar por todos os consumidores, acrescida dos respetivos juros. Não obstante, o Governo já anunciou publicamente que as medidas recentemente tomadas garantem a sustentabilidade do setor elétrico.
4. O CT realça a diferença do total do impacto das medidas mitigadoras e dos diferimentos nas tarifas de 2013 e 2014 no quadro seguinte:

unid: 10€

| | T2013 | T2014 |
|----------------------------|-------|-------|
| Medidas mitigadoras | 327 | 249 |
| Diferimentos | 1.109 | 1.064 |

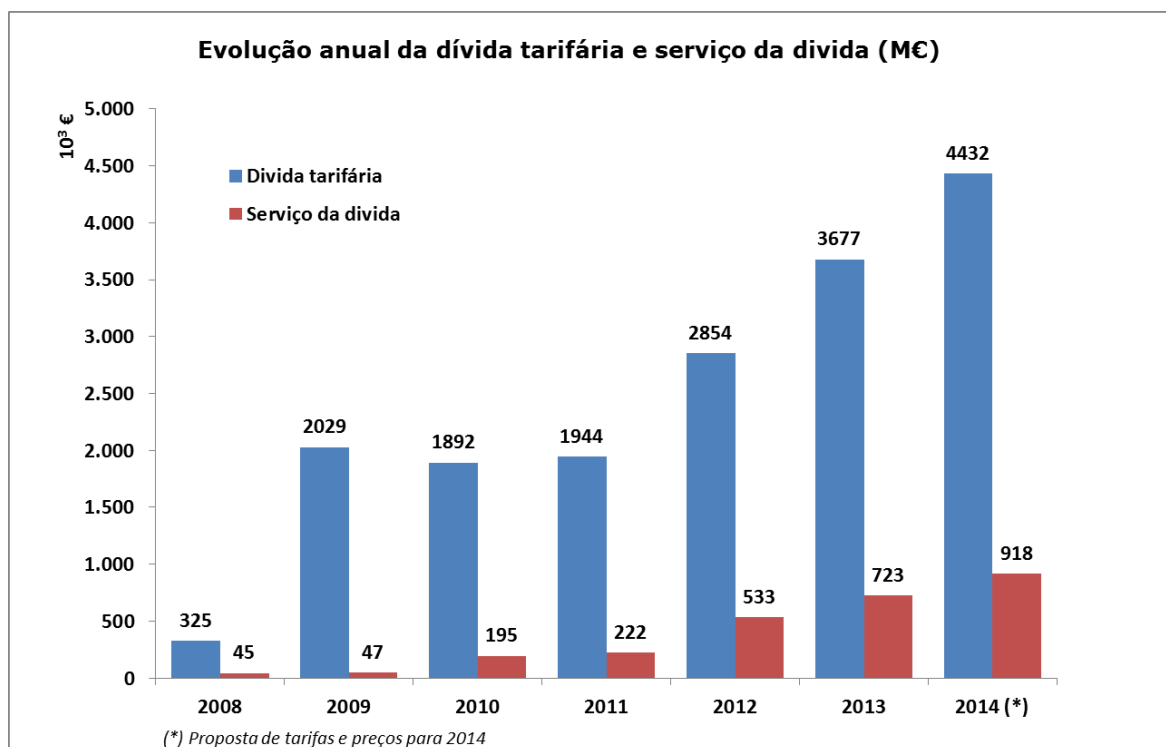
Fonte: ERSE documentos "Propostas de tarifas e preços"

5. O CT sublinha, adicionalmente, que a proposta é omissa quanto às medidas de intervenção do sobrecusto da PRE-FER (para além do alisamento quinquenal disposto no Decreto-Lei n.º 78/2011). Considerando que se trata da maior fatia dos CIEG, não deixa de ser surpreendente dadas as diversas referências públicas de um acordo com a associação representativa dos interesses do respetivo setor.



D - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE³⁵¹, é possível ilustrar a evolução da chamada "dívida tarifária", ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, podemos representar o serviço da dívida (juros e amortização) que foi possível incluir anualmente nas tarifas definidas.



2. A dívida tarifária conhece essencialmente dois grandes marcos na sua evolução histórica: a constituição da primeira bolsa, em 2009, que resultou da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que permitiu adiar ajustamentos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica por parte do CUR bem como o sobrecusto da produção em regime especial do próprio ano de 2009; um segundo pico, a partir de 2012, decorrente, entre outros, da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho relativo ao sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, com impacto cumulativo significativo nos anos subsequentes.
3. As preocupações evidenciadas, reiteradamente, pelo CT no que a evolução dos CIEG diz respeito, encontram a sua natural repercussão na trajetória assumida pela dívida tarifária do setor elétrico.
4. Embora o CT reconheça que os diversos mecanismos de diferimento e/ou alisamento de custos utilizados, com frequência, nos últimos anos tenham evitado uma significativa subida nas tarifas dos consumidores no próprio ano, também não pode deixar de exprimir a sua apreensão pelo volume e trajetória assumida.

³⁵¹ É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.



5. A própria evolução, associada, do serviço da dívida, ou seja, a amortização e juros, atingem em 2014, valores muito significativos: mais de 150 milhões de Euros só em juros, num total de quase 1000 milhões de Euros a recuperar nas tarifas.
6. Julga o CT, perante os níveis apresentados da dívida tarifária, que se justifica uma reflexão sobre a sua futura evolução, considerando:
 - a. A atual conjuntura económica do país;
 - b. O (des)equilíbrio entre os custos do setor e os proveitos permitidos recuperados anualmente;
 - c. A necessidade de assegurar acessibilidade tarifária aos consumidores para um serviço público essencial;
 - d. Os compromissos assumidos publicamente para a resolução da dívida tarifária num horizonte relativamente curto (2020), segundo memorando de entendimento com a Troika);
 - e. A incerteza e volatilidade dos mercados financeiros que criam dificuldades adicionais de financiamento.
7. Assim, e considerando que poderão vir a ser os consumidores, em última instância, a ter de pagar a dívida tarifária, sugere o CT que a ERSE promova, de forma coordenada com as instâncias competentes, uma partilha e divulgação pública mais alargada sobre quais os pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos para a sua eliminação a prazo, garantido desta forma a sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional.
8. É entendimento do CT que, o conhecimento antecipado de alternativas a serem utilizadas, em caso de desalinhamento dos mencionados pressupostos³⁵², são condição essenciais, e legítimas, para o encontro de uma arquitetura participada e equitativa da sustentabilidade das medidas corretivas da dívida tarifária, face à economia e às famílias.

E - EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DO NÚMERO DE CONSUMIDORES

1. O CT verifica que as previsões da ERSE quanto à evolução do consumo para 2014, se apoia em dados atuais, considerando as previsões macroeconómicas mais recentes e a própria informação justificada pela EDP Distribuição e pela REN evitando-se deste modo desvios a recuperar posteriormente, acrescidos de juros.
2. O CT verifica, igualmente, que as previsões da ERSE relativamente à evolução do número de consumidores para 2014 encontram-se ajustadas à realidade atual e às perspetivas de crescimento da situação económica.
3. O CT não deixa, no entanto, de sublinhar que quando da fixação dos parâmetros para o triénio 2012-2014 a projeção dos consumos foi significativamente otimista.

F - REGIÕES AUTÓNOMAS - CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

1. compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro, pago pelos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007), à estabilização das tarifas de energia elétrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, em conformidade com o despacho do Ministro da Economia e Inovação, de 3 de outubro de 2008.

³⁵² Tal como ocorreu com o 2.º pacote de medidas definido no âmbito da 7ª/8ª avaliação do MoU com a Troika.



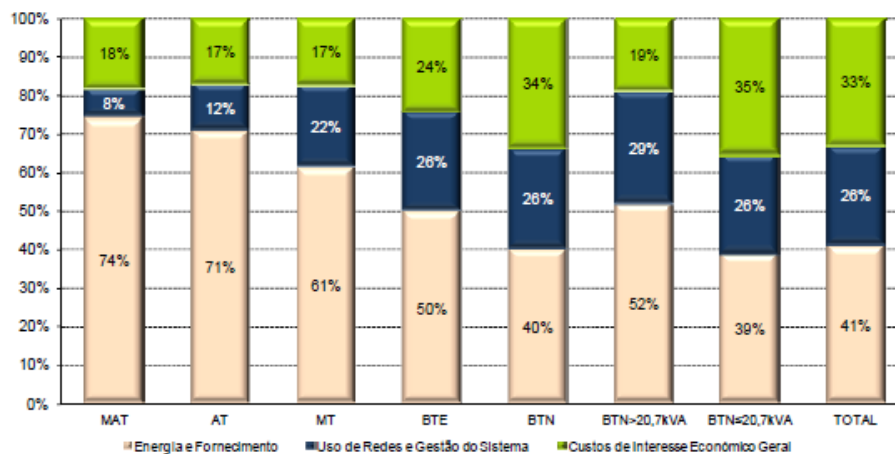
2. O referido despacho ministerial previa que o pagamento do montante ocorreria, até 31 de janeiro de 2009, tendo o Conselho Tarifário tomado conhecimento, em 2010, que ainda não havia sido efetuada a transferência do valor previsto para a REN. Mais uma vez, constata o CT que até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado pelo que também não se efetuaram ainda as transferências desse montante para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, como é do conhecimento da ERSE.
3. O CT salienta que na sequência da questão levantada nos seus pareceres dos 3 anos transatos, a ERSE tem reconhecido de uma forma reiterada a sua concordância quanto ao ponto de vista do CT, e ainda que: *"(...) reconhece que o mesmo pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares. A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento, o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema eléctrico."*
4. Constata-se, no entanto, que durante ano de 2011, as empresas insulares foram obrigadas a devolver ao sistema eléctrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros, não recebido, acrescido dos respetivos encargos financeiros.
5. O CT sublinha, adicionalmente, que também de uma forma repetida a ERSE tem referido que: *"(...) Nesta matéria a ERSE limitou-se a dar cumprimento ao despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008."*
6. Ora, à semelhança dos anos transatos e, reconhecendo uma vez mais o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, o CT recomenda que a ERSE continue a efetuar diligências para uma maior sensibilização na execução das medidas legislativas aplicáveis ao setor eléctrico, alertando, nomeadamente, para o impacte da evolução destes custos.
7. Neste sentido, o CT reitera novamente a sua recomendação de que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, tome a iniciativa de diligenciar junto do Ministro do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia no sentido de ser entregue ao sistema eléctrico nacional, durante o ano de 2014, o montante de 50 milhões de euros em dívida, por forma, a que este fator não tenha impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares, assim como no avolumar de custos do setor energético.

G – TARIFAS DE ACESSO

1. As tarifas de acesso encontram-se incluídas no preço final a pagar pelo cliente tendo maior ou menor peso conforme o tipo de consumidor. Assim, para os clientes fornecidos no CUR em MAT, AT e MT a componente das tarifas de acesso variam entre 26% e 39%. Nos clientes fornecidos em BTE e BTN variam entre 48% e 61%, conforme gráfico abaixo:



Figura 7-36 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2014, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



Fonte: ERSE

- Como se verifica do quadro junto, a parte mais importante dos custos das tarifas de acesso, é devida aos CIEGS, representando na BTN entre 39% na BTN > 20,7 kVA, 58% na BTN < 20,7 kVA e 71% na MAT, das tarifas de acesso, pelo que se revela que as medidas tomadas para a sua contenção, não permitiram a diminuição do impacto dos mesmos na proposta de aumento das tarifas de acesso em 2014.

| Nível de tensão / Tipo de fornecimento | % (CIEG / tarifas de acesso) | % (tarifas de acesso / tarifas transitórias do CUR) |
|--|------------------------------|---|
| MAT | 71% | 26% |
| AT | 59% | 29% |
| MT | 44% | 39% |
| BTE | 49% | 50% |
| BTN > 20.7 kVA | 39% | 48% |
| BTN ≤ 20.7 kVA | 58% | 61% |

- A ERSE prevê uma redução global dos consumos de 1,9%³⁵³ relativamente ao previsto para 2013, o que contribui também de forma correspondente para o aumento das tarifas de acesso, pela repartição dos custos por um quantitativo menor de energia fornecida.
- Na evolução dos consumos previstos pela ERSE por nível de tensão, verifica-se haver diminuição na MT, BTE e BTN, respetivamente de -2,3%, -3,9% e -1%, sendo que o consumo previsto aumenta na AT e MAT, respetivamente 1,4% e 26,5%.

³⁵³ Conforme indicado no quadro 0-14 da página 21 da proposta.



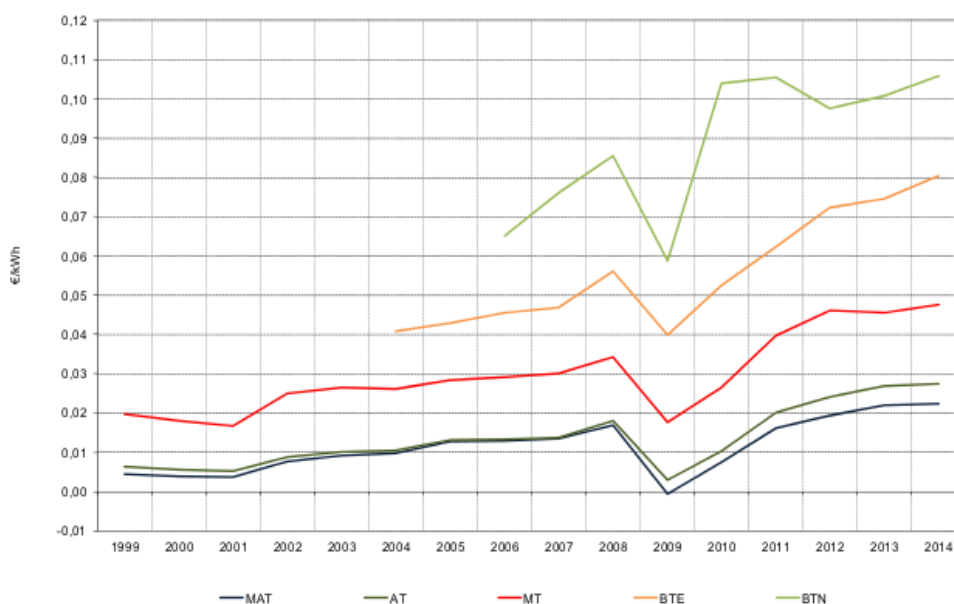
d) Evolução das tarifas de acesso

1. A proposta enviada ao CT pela ERSE apresenta um aumento das tarifas de acesso, que segundo a própria ERSE é em 2014 de 6,3%, afetando os diferentes níveis de tensão do seguinte modo:

| | | | | |
|------|------|------|------|------|
| MAT | AT | MT | BTE | BTN |
| 3,6% | 3,6% | 5,8% | 9,2% | 6,4% |

2. Esta proposta de tarifas de acesso continua um ciclo de aumento sistemático sendo mesmo afirmado pela ERSE que "No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de acesso às redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,6%, 9,7%, 5,7%, 6,3% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2013".

Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2013)



Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Variação 2014/1999 | |
|-----|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------|------|
| MAT | real | 100 | 88 | 83 | 109 | 206 | 217 | 285 | 287 | 299 | 374 | -15 | 166 | 361 | 432 | 487 | 498 | 398% |
| | nominal | 100 | 91 | 89 | 187 | 235 | 254 | 343 | 354 | 380 | 482 | -20 | 217 | 475 | 568 | 652 | 675 | 575% |
| AT | real | 100 | 89 | 82 | 141 | 162 | 167 | 209 | 211 | 220 | 286 | 48 | 164 | 322 | 386 | 430 | 439 | 339% |
| | nominal | 100 | 91 | 88 | 157 | 185 | 196 | 250 | 261 | 279 | 389 | 62 | 214 | 424 | 506 | 574 | 595 | 495% |
| MT | real | 100 | 91 | 85 | 127 | 134 | 133 | 144 | 147 | 152 | 174 | 89 | 134 | 201 | 234 | 231 | 241 | 141% |
| | nominal | 100 | 94 | 91 | 141 | 153 | 155 | 172 | 182 | 193 | 224 | 116 | 176 | 265 | 307 | 308 | 327 | 227% |
| BTE | real | - | - | - | - | 100 | 105 | 111 | 115 | 137 | 98 | 129 | 152 | 177 | 182 | 197 | 197 | 97% |
| | nominal | - | - | - | - | 100 | 108 | 117 | 124 | 151 | 109 | 144 | 171 | 198 | 208 | 227 | 227 | 127% |
| BTN | real | - | - | - | - | - | - | 100 | 117 | 131 | 90 | 160 | 162 | 150 | 155 | 163 | 163 | 63% |
| | nominal | - | - | - | - | - | - | 100 | 120 | 137 | 95 | 170 | 173 | 159 | 168 | 178 | 178 | 78% |

3. Constata-se, assim, que as tarifas de acesso continuam a aumentar desde 2010, com os inerentes efeitos negativos nas empresas e famílias, que se encontram em dificuldades e têm que no mesmo período reduzir os seus próprios custos.

**e) Gestão da procura pela modulação das tarifas**

1. A proposta de tarifas para 2014, aumenta a remuneração em horas de ponta em 16, 21, 26 e 38% e em horas de cheias em 12, 18, 23 e 36%, respectivamente em AT, MAT, MT e BTE, sendo que em vazio e supervazio os aumentos são na ordem dos 7% para a MAT e MT, entre 0 e 1% para a AT e 18% para a BTE.
2. Verifica-se, ainda, que na BTN > 20kVA, as tarifas de acesso não aumentam em horas de ponta, diminuem 7% em horas cheias e modula, diminuindo 23% em horas de vazio.
3. Na BTN ≤ 20kVA e > 2,3kVA em Bi horário, modula aumentando 24% fora de vazio e 42% em vazio. A tarifa tri-horaria aumenta mais em vazio que em ponta o que vai em sentido contrário dos restantes.
4. Verifica-se também um aumento significativo do termo de potência consumida em horas de ponta, com especial incidência nos níveis de tensão mais elevados, respectivamente de 8,3%, 6,3% e 2,1% em MAT, AT e MT.

| PROPOSTA DE EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES | | | | | |
|---|----------------------------|----------|--------|--------|------|
| | MAT | | 2013 | 2014 | |
| | Potência Contratada | €/kW.mês | 0,957 | 0,624 | -35% |
| | Potencia em horas de ponta | €/kW.mês | 1,678 | 1,818 | 8% |
| | | | | | |
| I,IV | Horas de ponta | €/KWh | 0,0197 | 0,0239 | 21% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0176 | 0,0208 | 18% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0135 | 0,0144 | 7% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0134 | 0,0143 | 7% |
| II,III | Horas de ponta | €/KWh | 0,0196 | 0,0238 | 21% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0176 | 0,0208 | 18% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0135 | 0,0144 | 7% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0135 | 0,0144 | 7% |
| | AT | | 2013 | 2014 | |
| | Potência Contratada | €/kW.mês | 0,843 | 0,491 | -42% |
| | Potencia em horas de ponta | €/kW.mês | 4,536 | 4,83 | 6% |
| | | | | | |
| I,IV | Horas de ponta | €/KWh | 0,0226 | 0,0262 | 16% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0202 | 0,0227 | 12% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0148 | 0,0149 | 1% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0146 | 0,0146 | 0% |
| II,III | Horas de ponta | €/KWh | 0,0226 | 0,0261 | 15% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0202 | 0,0227 | 12% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0149 | 0,0150 | 1% |



| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0148 | 0,0148 | 0% |
|--------|-------------------------------------|----------|-------------|-------------|------|
| | MT | | 2013 | 2014 | |
| | Potência Contratada | €/kW.mês | 1,427 | 1,057 | -26% |
| | Potência em horas de ponta | €/kW.mês | 8,753 | 8,933 | +2% |
| | | | | | |
| I,IV | Horas de ponta | €/KWh | 0,0268 | 0,0338 | 26% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0236 | 0,0290 | 23% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0150 | 0,0160 | 7% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0144 | 0,0153 | 6% |
| II,III | Horas de ponta | €/KWh | 0,0266 | 0,0335 | 26% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0237 | 0,0291 | 23% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0151 | 0,0162 | 7% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0148 | 0,0156 | 5% |
| | BTE | | 2013 | 2014 | |
| | Horas de ponta | €/KWh | 0,0354 | 0,0488 | 38% |
| | Horas cheias | €/KWh | 0,0311 | 0,0423 | 36% |
| | Horas de vazio normal | €/KWh | 0,0187 | 0,0221 | 18% |
| | Horas de super vazio | €/KWh | 0,0169 | 0,0199 | 18% |
| | BTN > 20,7kVA | | 2013 | 2014 | |
| | Horas de ponta | €/KWh | 0,1912 | 0,1919 | 0% |
| | Horas de cheia | €/KWh | 0,0643 | 0,0595 | -7% |
| | Hora de vazio | €/KWh | 0,0199 | 0,0154 | -23% |
| | BTN ≤ 20,7kVA e > 2,3 kVA | | 2013 | 2014 | |
| | Bi hor. Fora de vazio | €/KWh | 0,0908 | 0,1129 | 24% |
| | Bi hor. De vazio | €/KWh | 0,0252 | 0,0359 | 42% |
| | Tri hor ponta | €/KWh | 0,1864 | 0,2239 | 20% |
| | Tri hor cheia | €/KWh | 0,0588 | 0,0877 | 49% |
| | hora de vazio | €/KWh | 0,0252 | 0,0359 | 42% |

5. Nas condições referidas, a presente proposta vem incentivar a modulação dos consumos, através dum maior aumento dos custos, em horas de ponta e cheias, do que em vazio e supervazio, o que é positivo para o SEN, na medida em contribuem para o objetivo de aumento da procura em horas de menor consumo nacional, possibilitando:
- Diminuir os custos para o SEN, por atenuar o consumo em horas de ponta e cheia,
 - Encaixar melhor o consumo da produção renovável, essencialmente eólica, pelo sistema elétrico durante os períodos de vazio e supervazio.

**H - TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (TSEE) E APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA (ASECE)**

Tendo em conta que:

1. Se tem verificado um crescente incremento dos custos energéticos e, por outro lado, a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado elétrico, e que isso justifica por si só a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com o estabelecido na Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, relativa ao mercado interno de eletricidade;
2. Uma das formas possíveis de proteger os consumidores vulneráveis face à sua insuficiência económica, será garantir o acesso do fornecimento de energia elétrica a preços socioeconomicamente equitativos, independente de quem seja o prestador de serviço;
3. No Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica estabelece-se que os beneficiários do complemento solidário para idosos, do rendimento social de inserção, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família (crianças e jovens) e da pensão social de invalidez são considerados consumidores economicamente vulneráveis e poderão usufruir da tarifa social de eletricidade.
4. Por determinação do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada.
5. O Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de dezembro, que aprovou o regime legal aplicável ao apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), visa complementar a própria tarifa social. Cabe ao comercializador efetuar a verificação das condições de elegibilidade para beneficiar da tarifa social e do ASECE, após a respetiva solicitação do consumidor junto dos serviços das instituições de Segurança Social competentes;
6. Face ao atual quadro socioeconómico existente será expectável o aumento da população alvo potencial da medida de política social configurada pela tarifa social e pelo ASECE.
7. Assim, e considerando a revisão do regime da tarifa social em 2013 decorrente do art.º 11.º do Decreto-Lei n.º 138 A/2010, o CT considera que:
 - a) Os custos com a tarifa social devem continuar a não ser considerados nos proveitos permitidos com os CAE e com os CMEC associados nos preços e tarifas suportadas pelos consumidores em geral.
 - b) Os valores das tarifas sociais de acesso e de último recurso às redes a vigorar em 2014 se deverão manter ao nível das que são praticadas no ano de 2013, sem qualquer incremento.
 - c) Deve ser eliminada a burocracia relativa à atribuição e aplicação das tarifas sociais através duma política mais estruturada, que olhe para as necessidades básicas essenciais de uma forma mais integrada.
 - d) As informações aos consumidores devem ser reforçadas e obrigatórias, para evitar a exclusão de famílias com baixo rendimento, com menor nível de educação, sem acesso a meios informáticos, idosos e outros.
 - e) A fluidez no processo com vista a avisar, comunicar, esclarecer e divulgar, nomeadamente os clientes economicamente vulneráveis, deve ser incrementada através do apoio, entre outras, das Câmaras Municipais, das Juntas de Freguesias ou Agências de Energia e Ambiente, articulando junto da segurança social a possibilidade de esta prestar informação aquando da atribuição das prestações sociais aos seus beneficiários sobre o direito ao acesso à tarifa social e ASECE.



- f) É necessário identificar as razões pelas quais se ficou tão distante da previsão original da ERSE (adesão/baixa capacidade de influência no meio social), se o universo estava corretamente conhecido.
 - g) Devem ser criados mecanismos que garantam a existência de prazos mais alargados para a suspensão em caso de não pagamento do consumo de energia elétrica.
 - h) Os relatórios de aplicação da ASECE a existirem, devem ser públicos, nomeadamente os relativos aos três meses de 2011, do ano de 2012 e primeiro semestre de 2013 (fluxos financeiros/Segurança Social).
8. O CT recomenda, ainda, que se observe a realidade das tarifas sociais, à luz do atual e previsível contexto socioeconómico e que a revisão do regime da tarifa social repondere as condições de acesso e o perfil dos consumidores elegíveis face a tal enquadramento.

I – PROPOSTA DE REVISÃO DE INCENTIVOS

1. A ERSE inclui na sua proposta, uma proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE e uma proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂.
2. O CT defende que a estabilidade regulatória é um princípio de enorme relevo pelo que, as alterações extraordinárias de parâmetros ou revisões de incentivos devem encontrar-se particularmente bem justificadas.
3. No caso concreto, sendo o ano 2014 o último ano dum período de regulação e preparando-se, previsivelmente, para esse ano a revisão mais profunda do RT que antecede o novo triénio regulatório, o CT questiona a oportunidade das revisões propostas. Sem prejuízo entende apresentar as seguintes observações:

a) Proposta de revisão de incentivos à eficiente gestão dos CAE

1. Os incentivos à eficiente gestão dos CAE foram alterados para o presente período de regulação 2012-2014 através da Diretiva n.º [7/2011](#) da ERSE, a qual procedeu à alteração do Despacho n.º [11210/2008](#), de 17 de abril, eliminando o incentivo I₂, incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás e alterando os limites dos dois incentivos que se encontram em vigor, I₁, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás e I₃, incentivo à otimização da produção da central da Tejo Energia.
2. A ERSE propõe uma metodologia que agrega a gestão das duas centrais num mecanismo comum. Importa referir que a central da Turbogás, devido às obrigações contratuais resultantes do Acordo Geral de Consumos (cláusula *take-or-pay*), tem que consumir anualmente quantidades mínimas de gás mesmo em condições adversas de mercado o que conduz a margens operacionais negativas, conforme referido no próprio documento da ERSE.
3. O CT recomenda que o incentivo na zona de margem negativa, (onde se tem operado nos últimos anos devido aos preços do gás) deve ser proporcional à minimização dos custos para o sistema.

b) Proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂

1. No caso do incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO₂, estabelecido através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril e revogado pela Diretiva n.º [1/2013](#) da ERSE, com efeitos a partir de 6 de dezembro de 2012, a alteração regulamentar ocorrida justifica a oportunidade da introdução.
2. As opções para plataforma de negociação em mercado, são a European Energy Exchange (EEX) e a Intercontinental Exchange (ICE), propondo a ERSE, para adoção como mercado de referência, para a EDA e a EEM, a EEX. Atendendo a que o gráfico 5-3, que consta na proposta de revisão do mecanismo



de otimização da gestão das licenças de CO₂ do setor elétrico, não permite deduzir sobre a liquidez da ICE, o CT sugere que se evidencie com maior clareza, a liquidez do mercado secundário, de ambas as plataformas, a EEX e a ICE, já que parece ter sido este o critério para a seleção da Bolsa de referência, para as empresas insulares.

3. Conforme é referido na proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de CO₂ do setor elétrico, quer a EDA, quer a EEM terão de adquirir licenças para dar cumprimento às suas obrigações no âmbito do CELE, no entanto tendo em consideração os volumes de transação estimados, não se antevê a obtenção de efeitos de escala significativos, nas transações que se realizem. Justamente, por este efeito, é de admitir que estas empresas terão certamente custos acrescidos se acedessem diretamente à Bolsa.
4. A determinação dos custos de transação, indicia que quer a EDA quer a EEM, estão ou irão estar registadas como membro de uma das Bolsas, facto que não corresponde à realidade, pelo que, o CT questiona se os limites máximos previstos no ponto 5.4 da proposta de revisão do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, contemplam a situação em que a transação de licenças de emissão de CO₂, seja realizada em mercado secundário.

II - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 15 de novembro de 2013.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 259 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014" e os respetivos documentos justificativos complementares.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas, tendo em consideração nas tarifas e preços para a energia elétrica publicadas para 2014 o parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

A - DESAFIOS REGULATÓRIOS E PREOCUPAÇÕES DO CONSELHO TARIFÁRIO

O Conselho de Administração (CA) da ERSE regista os desafios identificados pelo CT no seu parecer, nomeadamente: (i) a consolidação do MIBEL; (ii) os desenvolvimentos no setor da energia a nível europeu; (iii) o processo de liberalização do mercado de retalho; (iv) o aumento da concorrência; (v) a melhoria da competitividade da economia e o bem estar social; (vi) a sustentabilidade e eficiência energética; (vii) o eventual roll-out dos equipamentos de contagem inteligentes; (viii) a extinção das tarifas transitórias; (ix) a pobreza energética; e (x) a estrutura tarifária.

Efetivamente as alterações que estão a decorrer no setor elétrico, não só em Portugal, mas também a nível europeu, colocam um conjunto de desafios à regulação do setor elétrico que serão considerados pela ERSE na revisão regulamentar do setor elétrico a efetuar em 2014, com vista à preparação do próximo período de regulação.

B - LIBERALIZAÇÃO DE MERCADOS

A ERSE tem procurado dinamizar o mercado de energia elétrica através de diversas formas, nomeadamente, através da publicação de informação sobre o processo de extinção das tarifas reguladas, do estabelecimento de obrigações de prestação de informação por parte dos comercializadores, da participação em ações de formação e informação e da elaboração de protocolos com associações de consumidores.

Importa considerar que o quadro regulamentar tem vindo a ser desenvolvido de modo a facilitar a participação dos diferentes agentes de mercado no processo de liberalização do setor elétrico, seja pelo nivelamento de condições de acesso aos referenciais de mercado, seja pelo continuado esforço de harmonização de regras e práticas à escala ibérica e europeia.

Adicionalmente, no âmbito das suas competências de supervisão dos mercados a ERSE monitoriza o funcionamento do mercado retalhista de energia elétrica, publicando diversa informação sobre o nível de concorrência no boletim mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de eletricidade.

Sendo a informação um aspeto essencial de uma afirmação consciente e transparente das escolhas dos agentes, a ERSE tem também prestado atenção e colaboração na preparação dos conteúdos que são utilizados em ações de informação aos consumidores, seja de ordem restrita, seja a campanha que se encontra legalmente prevista e em preparação pelo Governo.

Importa ainda referenciar o acompanhamento que é efetuado do próprio processo de mudança de comercializador, sobre o qual tem incidido um nível de monitorização regulatória orientado para a remoção de eventuais barreiras à atuação dos agentes e à integração dos consumidores no processo de liberalização do mercado elétrico.

Neste contexto, a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Com base nessa informação disponibiliza



um simulador de preços para os fornecimentos em BTN que integra os preços praticados no mercado, viabilizando uma escolha adequada de comercializador por parte dos consumidores.

No que se refere aos custos com a atividade de comercialização, refira-se, que todos os anos os proveitos permitidos são revistos, tendo em conta o mecanismo de *price cap* estabelecido no RT e as metas de eficiência fixadas para o período regulatório 2012-2014. Parte dos custos são suportados ao nível da tarifa de UGS por uma questão de eficiente coexistência entre mercados liberalizado e sujeito a tarifas reguladas. Para este fim, procura-se garantir que a saída dos consumidores do CUR para o mercado liberalizado não impeça a recuperação dos custos por ele gerados e deste modo não crie subsídios cruzadas entre consumidores.

O CA da ERSE concorda com o CT quanto à importância da convergência tarifária, todavia a convergência tarifária não pode ser um objetivo per se, uma vez que a concretização desse objetivo ignorando os impactos nos consumidores finais de energia elétrica implicaria aumentos significativos para estes consumidores. Em concreto, os segmentos de consumidores mencionados no parecer do CT, consumidores com tarifas bi-horárias e sazonais, observariam um acréscimo tarifário médio de 7,5% e de 21%, respetivamente, no caso de convergência absoluta em 2014.

Quanto à fixação do fator de agravamento a ERSE decide sobre a necessidade de atualização das tarifas transitórias tendo em conta a evolução das condições do mercado grossista e do mercado retalhista de energia elétrica. A atualizações adotadas pretendem sempre cobrir as variações do preço de energia nos mercados grossistas e induzir a adesão gradual à contratação no mercado, de forma a que os preços das tarifas transitórias nunca estejam abaixo dos custos.

No que concerne o ciclo diário o CA da ERSE toma boa nota do parecer do CT, mas não pode deixar de ter em conta que a extinção desse ciclo teria impactos muito significativos nos clientes de MT que ainda têm este ciclo horário.

C - CUSTOS DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso crescente dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos, a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactos na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos. Neste quadro, o CA da ERSE tem manifestado o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

Registe-se neste sentido, que nas tarifas para 2014 foram incorporadas um conjunto de medidas mitigadoras, aprovadas pelo Governo, com impacto na redução dos CIEG, no montante de 249 milhões de euros. Importa esclarecer que neste montante fazem parte cerca de 70 milhões de euros relativos ao total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custos das aquisições da PRE enquadradas nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, conforme o quadro abaixo apresentado:



| | Unidade 10 ³ EUR |
|---|-----------------------------|
| | Tarifas 2014 |
| Receita dos leilões de licenças de emissão de CO ₂ que reverte para o SEN | 50 593 |
| Compensação dos PRE Eólicos para o SEN no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013 | 19 500 |
| Total das medidas mitigadoras integradas no cálculo do diferencial de custo das aquisições da PRE enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 | 70 093 |

D - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A dívida tarifária resulta de um conjunto de custos que, pelo facto de não terem sido possíveis acomodar nas tarifas desde 2006, têm sido objeto de adiamento e recuperação faseada.

Neste âmbito, destacam-se os défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, o diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN e o diferimento da PRE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

A evolução da dívida tarifária, resultante do avolumar destes défices, é uma questão que tem merecido toda a atenção por parte do CA da ERSE. Assim, a ERSE, com base na informação à sua disposição, tem procurado informar os agentes do setor quanto à dimensão deste problema. Neste sentido, a publicação das tarifas é acompanhada da informação disponível à data, associada à dívida tarifária, designadamente, o seu montante, as parcelas que a compõe e o período de recuperação dos custos adiados.

A observação da evolução da dívida tarifária permite observar que esta está manifestamente correlacionada com a evolução dos CIEG. Por este motivo também, tem-se justificado o apoio do CA da ERSE às medidas de controlo dos CIEGs, referido no ponto anterior.

Como evidenciam os documentos que acompanham a definição das tarifas, as principais rubricas dos CIEGS dizem respeito à produção de energia elétrica e aos regimes de exceção face às condições de mercado que tem caracterizado grande parte da produção de energia elétrica em Portugal. Estes regimes têm-se materializado tanto nas compensações aos custos ociosos associados à transição das centrais em regime ordinário, enquadradas pelos CAE, para o regime de mercado (o sobrecusto CAE e os CMEC), como na garantia aos preços de venda da energia elétrica das centrais em regime especial definidos legalmente. A transição destas centrais para um regime de mercado a médio prazo, que decorre do atual regime legislativo, permite perspetivar o controlo e redução da dívida tarifária desde que não se agrave o quadro económico do setor, em especial no que diz respeito à evolução da procura, ou que se não verifique uma revisão do quadro legislativo no sentido de adensar estes regimes de exceção. Neste quadro, o papel desempenhado pela ERSE de divulgação da evolução da dívida tarifária e das duas componentes é manifestamente relevante.

E - EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DO NÚMERO DE CONSUMIDORES

O CA da ERSE regista com agrado os comentários do CT às previsões de consumos e de consumidores para 2014. Acrescenta que na elaboração das previsões de consumos é sempre analisada a melhor informação disponível relativamente às variáveis que podem afetar a evolução futura dos consumos, tendo sempre em consideração as previsões das empresas, o histórico de consumos, assim como as previsões macroeconómicas mais recentes.



F - REGIÕES AUTÓNOMAS – CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

O CA da ERSE reitera a sua concordância com a posição do CT sobre este tema, bem como volta a manifestar o reconhecimento de que a não recuperação da convergência tarifária relativa a 2009 pode ter um impacto negativo nas empresas insulares, bem como para todo o sistema elétrico.

Importa registar que dentro das competências atribuídas à ERSE, o Governo tem sido informado do saldo da dívida às empresas das Regiões Autónomas referente à convergência tarifária do ano de 2009.

G - TARIFAS DE ACESSO

A ERSE regista os comentários do CT e continuará a utilizar os instrumentos que tem ao seu dispor para conter a evolução das tarifas de acesso às redes, nomeadamente na componente de custos regulada pela ERSE.

Adicionalmente, a ERSE pretende discutir na próxima revisão regulamentar a introdução de aperfeiçoamentos nas tarifas de acesso às redes, de modo a promover-se uma maior gestão da procura, que beneficia quer o sistema elétrico como um todo, quer os consumidores que adiram a estas opções.

Conforme identificado pelo CT a estrutura tarifária é um dos desafios que se irá colocar à regulação, que poderá passar pelo desenho e adoção de novas opções tarifárias, designadamente de tarifas dinâmicas. Na revisão regulamentar que antecedeu o período regulatório 2012-2014 a ERSE lançou a discussão pública a estrutura das tarifas de acesso às redes, introduzindo o tema das tarifas dinâmicas. Estava ciente dos desafios que se iriam colocar ao setor elétrico e procurou antecipar as disposições previstas na Diretiva 2012/27/UE, relativa à eficiência energética, que então se encontrava em discussão, e que veio a ser adotada pela União Europeia a 25 de outubro de 2012.

Alguns operadores das redes estão a apresentar à ERSE estudos que elaboraram com vista à introdução de tarifas dinâmicas de acesso às redes, que contribuirão para a discussão do tema na próxima revisão regulamentar.

H - TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA (TSEE) E APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA (ASECE)

A ERSE regista o conjunto de comentários do CT sobre a aplicação da tarifa social e sobre o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE). Relembre-se, contudo, que a tarifa social e o ASECE são mecanismos criados pelo Governo com vista à proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, por forma a garantir o seu acesso a um serviço essencial, a preços mais vantajosos. Neste sentido, a generalidade dos assuntos mencionados pelo CT extravasam as competências regulatórias da ERSE sendo competências do foro do Governo, enquanto legislador.

Com efeito, o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis e definiu a forma de fixação e financiamento da tarifa social, bem como os critérios de elegibilidade e os procedimentos para a sua atribuição aos consumidores de energia elétrica.

Conforme previsto neste diploma, a tarifa social é calculada anualmente mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, de forma a limitar a variação da tarifa social de venda a clientes finais do CUR ao valor fixado através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Refira-se que, aplicando o desconto na tarifa de acesso, assegura-se que qualquer cliente, independentemente do seu comercializador, pode beneficiar da tarifa social.

Também por determinação do Decreto-Lei n.º 138-A/2013, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção



da potência instalada. Estes custos são devidos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, enquanto operador do sistema, que é responsável por assegurar os fluxos destes montantes entre os agentes intervenientes na cadeia de valor do setor elétrico, até à aplicação do correspondente desconto na tarifa de acesso. Assim, os custos com a tarifa social não são incluídos nos custos com os CAE e com os CMEC. Neste particular a ERSE deu seguimento ao Parecer n.º 39/2013, de 26 de abril, da Procuradoria-Geral da República, publicado em *Diário da República*, 2.ª série, nº 87, de 7 de maio de 2013.

No que diz respeito à divulgação dos apoios mencionados anteriormente, a ERSE tem procurado propagar informação sobre a tarifa social dando-lhe destaque na sua página de internet, como também tem participado em ações de formação e de informação. Foram igualmente estabelecidos protocolos com associações de consumidores no âmbito do processo de extinção das tarifas reguladas, sendo também dada informação sobre as tarifas sociais e o ASECE. Encontra-se neste momento em fase de desenvolvimento uma campanha de informação aos consumidores por parte do Governo, em parceria com outras instituições, designadamente a ERSE, que visa não só esclarecê-los quanto à liberalização do mercado, tal como referido no ponto B, como também minimizar as assimetrias de informação dos consumidores relativamente aos instrumentos de apoio social.

Quanto ao ASECE em particular, a ERSE tem como papel particular a monitorização da sua aplicação, através da emissão ao Instituto de Gestão Financeira da Segurança Social de uma notificação de conformidade da informação constante nos relatórios de auditoria enviados pelos comercializadores, com a informação disponibilizada pelos operadores de rede de distribuição, tendo o primeiro relatório relativo ao último trimestre de 2011 e ao ano de 2012 sido emitido em agosto deste ano.

Anualmente, a ERSE considera uma previsão do montante correspondente aos descontos a atribuir no âmbito da tarifa social, tendo em conta os dados disponíveis para o efeito, nomeadamente o número de beneficiários das prestações sociais, que determinam a condição de cliente final economicamente vulnerável, e a variação da tarifa social de venda a clientes finais do CUR fixada pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

I - PROPOSTA DE REVISÃO DE INCENTIVOS

No documento justificativo são apresentados os principais fatores que, pelo momento em que ocorreram, justificaram no entender da ERSE a revisão do incentivo de gestão eficiente dos CAE antes do início do próximo período regulatório. Refiram-se, designadamente, os seguintes:

- As alterações contratuais no AGC da Turbogás ocorridas no final de 2012;
- A evolução dos preços nos mercados do carvão e do gás natural, com impacto na ordem de mérito e no perfil de produção das centrais;
- O novo quadro legal do CELE, com efeitos desde 2013, que levou a que a aquisição de licenças de emissão de CO₂ passasse a ser um custo de produção.

No que respeita aos princípios para a revisão do incentivo, a ERSE procurou, tendo em conta o novo contexto em que as centrais são geridas, garantir que a REN Trading desenvolva um esforço continuado para alcançar a otimização da margem operacional de ambas as centrais seguindo a lógica de gestão em portfólio. Ao indexar o incentivo à margem pretende-se que a REN Trading não só maximiza as receitas relativas à exploração das centrais, recorrendo às melhores possibilidades para a colocação da energia em mercado e dos serviços de sistema, como também minimiza os seus custos variáveis. Neste caso, tentando melhorar a estratégia de aprovisionamento e utilização de carvão, garantindo uma gestão adequada do AGC de gás natural e definindo uma estratégia de aquisição e utilização de licenças de CO₂ que minimize os custos deste fator produtivo no portfólio de centrais. A ERSE entende que esta conceção do incentivo é a que permite, no quadro atual e num futuro próximo, garantir a exploração adequada dos ativos de



geração dos CAE remanescentes num racional de gestão, minimizando assim o sobrecurso dos CAE de forma sustentada.

Especificamente, no que respeita à formulação do incentivo nos troços com valores negativos da margem operacional do portfolio de centrais, a calibração que foi efetuada origina valores marginais do incentivo superiores para margens acima da margem operacional média ocorrida nos últimos anos, induzindo na empresa um esforço adicional para alcançar a zona do incentivo com margens acima de M_{med} .

Por outro lado, sendo uma das atribuições da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, deverá ter-se em conta que no caso da REN Trading, os custos de funcionamento são assegurados por via deste incentivo. Assim, o mesmo deverá garantir, no mínimo, o nível de custos de funcionamento da empresa em condições de gestão eficiente, que de um modo geral, corresponde ao limite mínimo do incentivo.

Refira-se também que este incentivo inclui um mecanismo de verificação *ex-post* que visa assegurar que, mesmo em condições adversas de mercados, exógenas ao gestor dos dois CAE, a operação das centrais é efetuada em condições que minimizam as perdas económicas para o sistema, premiando, caso se verifique, a gestão eficiente das centrais com base na observação e análise dos seus desempenhos em mercado.

Relativamente às Regiões Autónomas, na revisão dos incentivos, houve também a necessidade de adequar o atual mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ para as centrais da EDA e da EEM, justificado pelo facto de deixar de se alterar o modelo de atribuição de licenças de emissão durante o período do CELE 2013-2020. O mecanismo, agora simplificado, consagra que os custos aceites com as licenças de emissão de CO₂ são determinados pelos custos associados às emissões efetivamente incorridas em cada ano. Destaca-se os seguintes pontos relativos ao cálculo do incentivo:

- **Plataforma de mercado:** mantendo a liquidez como critério de escolha da plataforma, avaliou-se a soma do volume da emissão primária e do volume da emissão secundária das plataformas de mercado *European Energy Exchange (EEX)* e a *IntercontinentalExchange (ICE)*. A EEX foi a plataforma escolhida, visto ser esta a que maior volume de liquidez apresenta;
- **Preço de referência:** quanto ao preço de referência, as opções para referencial de preço incluem os preços em emissão primária (leilões) ou em mercado secundário (spot, de futuros) na EEX. O preço de referência definido recaiu sobre o preço do mercado secundário da EEX, no qual permite flexibilizar a forma de participação em mercado por parte das empresas relativamente à cobertura das necessidades de compra e de venda de licenças de emissão de CO₂;
- **Custos de Transação:** no que toca aos custos de transação (custos relacionados com as transações de licenças - acesso a plataformas de negociação, ordens de aquisição e venda), os limites têm por base os custos associados à negociação na plataforma de mercado EEX.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁵⁴

Embora a 25 de setembro de 2012 tenha sido publicado o Decreto-Lei n.º 212/2012, contendo os novos estatutos da ERSE, o conselho constituído ao abrigo do diploma revogado deve manter-se em exercício até que, nos termos legalmente previstos, seja constituído novo Conselho Tarifário e respetivas secções.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento³⁵⁵ para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2013*"³⁵⁶ cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

O Conselho reuniu com a ERSE para esclarecimentos complementares sobre a proposta em 30 de outubro e, a solicitação do CT, foi ainda disponibilizado um documento intitulado "*Medidas mitigadora de tarifas 2013*", a 31 de outubro. Anteriormente, tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado "*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*".

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

NOTAS PRELIMINARES

1. A proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 insere-se no contexto do período regulatório e parâmetros que foram fixados para 2012-2014, mantendo-se em Portugal a situação de ajuda externa e de recessão económica.
2. A proposta tem em consideração um conjunto de iniciativas legislativas aprovadas este ano e integra, adicionalmente, no cálculo das tarifas para 2013, as disposições de outros diplomas, cuja publicação deverá ocorrer brevemente (ex. despacho que determina o limite máximo de variação da tarifa social; Decreto-Lei que determina o diferimento dos ajustamentos anuais dos custos relativos à parcela de acerto dos CMEC e dos sobrecustos dos CAE, entre outros).
3. O CT tem presente, ainda, que processo de extinção das tarifas reguladas aos consumidores em baixa tensão normal (BTN) possui como calendário de extinção das tarifas reguladas:
 - 1 de julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA;
 - 1 de janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Datas após as quais, serão aplicadas tarifas transitórias a todos os consumidores que não efetuem a mudança para um comercializador em regime de mercado. Neste sentido, a proposta apresentada contempla tarifas de venda a clientes finais em Portugal continental de carácter transitório e suscetíveis de revisão trimestral, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março.

³⁵⁴ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

³⁵⁵ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

³⁵⁶ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- Regista, ainda, o CT, que foram finalmente publicados, a 25 de setembro de 2012, os novos estatutos da ERSE, o Decreto-Lei n.º 212/2012, que procedeu à recomposição do Conselho Tarifário, recomposição esta que se impunha há já alguns anos, como recorrentemente alertado por este Conselho.
- Contudo, estando precisamente em curso o processo tendente à designação dos novos membros após o que poderá o novo conselho entrar em funções, coube ao conselho designado que se mantém em exercício receber, nos termos da lei, a proposta de tarifas, apresentada pela ERSE a 15 de outubro e proceder à sua apreciação, bem como à emissão de parecer até 15 de novembro.

I

GENERALIDADE

A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

- Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam em grande parte, à semelhança dos anos anteriores, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os clientes de energia elétrica, com particular incidência nos consumidores de BTN, e em 2013 atingem o valor total de cerca de 2,65 mil milhões de euros³⁵⁷, retomando a sua trajetória histórica ascendente, com variação de 15% face ao ano anterior.
- A evolução dos CIEG e das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, nos 3 últimos anos, de acordo com os documentos apresentados pela ERSE, é a seguinte:

Unidade: 10⁹ EUR

| | Proposta de 2011 | | | Proposta de 2012 | | |
|---|------------------|------------------|-----------------------|------------------|------------------|-----------------------|
| | 2011 | 2012 | Variação 2012/2011 | 2012 | 2013 | Variação 2013/2012 |
| Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral | 2 406 301 | 2 298 842 | -4,50% | 2 301 897 | 2 646 666 | 15,00% |
| Sobrecusto da PRE | 1 214 040 | 1 294 746 | 6,60% | 1 294 540 | 1 349 335 | 4,20% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 427 550 | 304 318 | -28,80% | 296 250 | 613 960 | 107,20% |
| Sobrecusto dos CAE | 299 839 | 121 891 | -59,30% | 133 631 | 189 939 | 42,10% |
| Rendas de concessão da distribuição em BT | 240 740 | 248 231 | 3,10% | 248 231 | 257 059 | 3,60% |
| Sobrecusto da RAA e da RAM | 69 240 | 182 039 | 162,90% | 183 429 | 184 809 | 0,80% |
| Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007) | 19 769 | 20 300 | 2,70% | 20 300 | 19 776 | -2,60% |
| Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007 | 19 441 | 19 963 | 2,70% | 19 963 | 19 448 | -2,60% |
| Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) | 6 769 | 735 | -89,20% | 151 | 420 | 177,20% |
| Terrenos das centrais | 24 205 | 23 525 | -2,80% | 23 525 | 21 434 | -9,00% |
| Custos com a garantia de potência | 62 814 | 62 169 | -1,00% | 60 426 | -30 712 | -150,80% |
| Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) | 13 500 | 13 500 | 0,00% | 11 500 | 11 500 | 0,00% |
| ERSE | 6 399 | 5 112 | -20,10% | 5 112 | 5 113 | 0,00% |
| Gestão das faixas de combustível | 3 567 | 3 675 | 3,00% | 4 200 | 4 200 | 0,00% |
| OMIP e OMIClear | 0 | 232 | n.a. | 232 | 0 | 0,00% |
| Autoridade da Concorrência | 409 | 407 | -0,40% | 407 | 406 | -0,20% |
| Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados | -365 492 | 487 944 | | 488 140 | 19 827 | |
| Medidas de estabilidade (DL 165/2008) | 140 881 | 147 949 | | 148 142 | 140 623 | |
| Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica | 104 830 | 120 174 | | 120 174 | 104 457 | |
| Custos ou proveitos de anos anteriores relacionadas com CIEG | 35 051 | 37 774 | | 37 968 | 36 267 | |
| Medidas de sustentabilidade de mercados | -445 870 | 350 260 | | 350 307 | -117 174 | |
| Diferencial extinção TVCF | -2 467 | 1 003 | | 1 004 | 11 317 | |
| Sobreveito | -53 729 | -5 249 | | -5 249 | -11 343 | |
| Tarifa social | -4 308 | -6 019 | | -6 064 | -3 597 | |
| Alisamento dos custos da PRE | -180 806 | -938 975 | | -939 005 | -946 396 | |
| Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC | 0 | -141 480 | | -141 480 | -149 602 | |
| Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE | 0 | 0 | | 0 | -13 330 | |
| Total | 1 840 003 | 1 706 331 | -8,30% | 1 709 552 | 1 557 166 | -8,90% |

Fonte: ERSE

³⁵⁷ 2,8 mil milhões se consideradas as rendas da dívida de 2009 criadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.



3. A habitual ordem relativa de grandeza mantém-se inalterada: com peso preponderante os sobrecustos associados à PRE, seguindo-se os CMEC, as rendas de concessão em BT, os sobrecustos dos CAE e da convergência das regiões autónomas.
4. O valor líquido a considerar na fixação de tarifas (1,56 mil milhões de euros), representando uma redução de 8,9% dos CIEG, contempla medidas legislativas relevantes para o exercício em curso:
 - Diferimento dos sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE), incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, através do mecanismo de alisamento quinquenal definido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho³⁵⁸.
 - Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC de 2011 por aplicação de decreto-lei, ainda não publicado³⁵⁹.
 - Diferimento do ajustamento previsional de 2012 do sobrecusto dos CAE por aplicação do decreto-lei, ainda não publicado³⁶⁰.
5. Estas três medidas resultam, assim, num adiamento de 1 109 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2013. Correspondem, por outro lado, a um avolumar da dívida tarifária que os consumidores, caso não sejam oportunamente adotadas medidas alternativas, terão de suportar com os respetivos juros associados.
6. Neste particular, o CT enfatiza que a dívida tarifária aumenta 823 milhões de euros, apesar da inclusão, nas tarifas de 2013, de 724 milhões de euros de amortização e juros da mesma, conforme quadro síntese:

Unidade: 10³ EUR

| | Saldo em dívida em 2012 | Juros 2013 | Amortização 2013 | Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013 | Saldo em dívida em 2013 |
|--------------|-------------------------|----------------|------------------|--|-------------------------|
| Total | 2 853 599 | 109 089 | 614 542 | 723 631 | 3 676 804 |

Fonte: "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013", pág. 18

7. Apesar da informação da ERSE sobre as medidas mitigadoras não ser completamente elucidativa, nomeadamente na incidência temporal, constata o CT que foram anunciadas ou mesmo concretizadas medidas legislativas, tendentes a minorar os encargos dos CIEG com impacto já nas tarifas de 2013, em cerca de 150 milhões de euros. Sem prejuízo de algumas medidas ainda carecerem dos respetivos diplomas legais, é possível identificar com alguma segurança as seguintes ordens de grandeza:
 - 1) Alteração da taxa de juro aplicada nos CMEC de 7,55% para 5,00% redução de 13 milhões de euros, de que se aguarda publicação;

³⁵⁸ Esta transferência intertemporal no montante de 946 milhões de euros é remunerada à uma taxa de juro de 5.87%, A anuidade de alisamento considerada nas tarifas em 2012 é de 330 milhões de euros.

³⁵⁹ Num montante de 150 milhões de euros.

³⁶⁰ Num montante de 13 milhões de euros.



- 2) Novo regime de garantia de potência, redução de 91 milhões de euros em 2013, Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio e Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto;
- 3) Novos termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, no montante de 48 milhões de euros, Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio.
8. Iguamente foi considerada a reversão para as tarifas do setor elétrico de 80% das receitas dos leilões de licenças de CO₂, no montante expetável de 204 milhões de euros³⁶¹, situação que o CT saúda.
9. Finalmente, na proposta estão identificados 222, 1 milhões de euros³⁶² como o valor global de medidas mitigadoras, o que pressupõe um valor adicional de 18,1 milhões de euros para além do mencionado no ponto anterior. Recomenda o CT a explicitação desta diferença.
10. Além da insignificativa expressão da renegociação do sobrecusto dos CMEC, o CT sublinha, adicionalmente, que a proposta é omissa quanto às medidas de intervenção no sobrecusto da PREFER (para além do alisamento quinquenal disposto no Decreto-Lei n.º 78/2011). Tendo em conta que se trata da maior fatia dos CIEG, não pode deixar de se considerar surpreendente essa omissão, dadas as diversas referências públicas a um acordo com a associação representativa dos interesses do setor respetivo.
11. Não pode, assim, deixar o CT de enfatizar a desproporção entre as medidas de redução de encargos anunciadas e razoavelmente previsíveis (150 milhões de euros), e as medidas legislativas de (mero) diferimento de um montante substancial dos CIEG (1109 milhões de euros).
12. Estando o CT ciente de vários atos legislativos concretizados, aprovados em sede de Conselho de Ministros ou anunciados que incidem sobre os CIEG (não só em 2013, mas também nos anos subsequentes) que tanto tem condicionado a evolução das tarifas na última década, seria muito útil para os agentes do setor, em particular para os consumidores, uma clara explicitação de como se pretende assegurar a eliminação da dívida até 2020 e a sustentabilidade do setor.

B - LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

1. O CT continua a expressar a sua preocupação quanto às condições de liberalização uma vez que se esta ocorrer em condições insatisfatórias do ponto de vista das forças concorrenciais prejudica os consumidores finais.
2. O CT entendeu e mantém a recomendação no sentido de que a ERSE enfatize e contribua para a análise do nível de concorrência efetivo no setor, com vista a assegurar um elevado nível de concorrência em ação conjunta, se for o caso, com o Regulador para a Concorrência (Autoridade da Concorrência).

II

ESPECIALIDADE

II/A - EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DOS CLIENTES

1. As previsões de consumo de energia elétrica assentam sobre a perspetiva de evolução da economia, socorrendo-se normalmente para esse efeito a dois indicadores macroeconómicos: PTB e consumo privado.

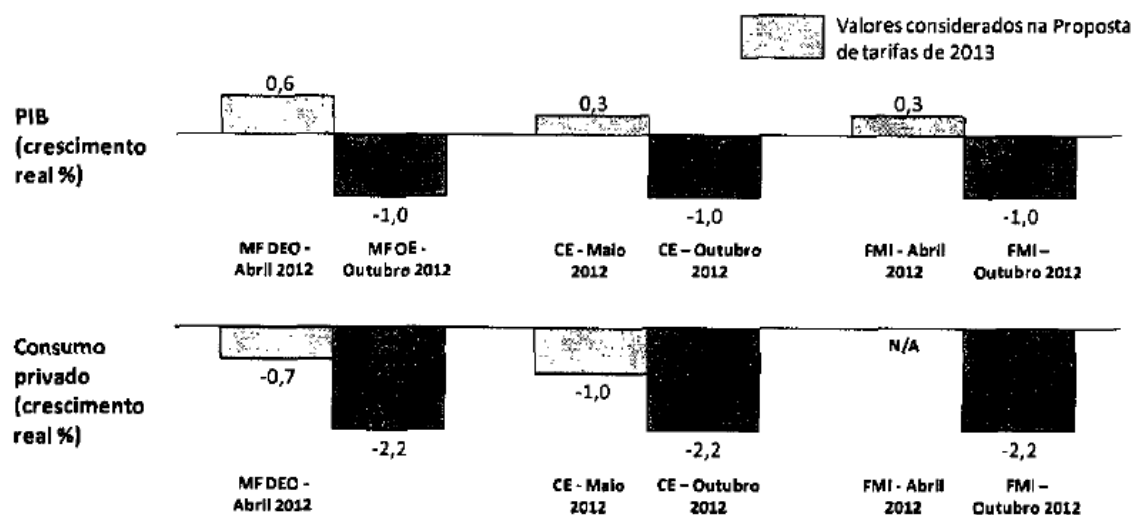
³⁶¹ Legislação que aguarda publicação.

³⁶² Pagina 50 do documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013".



- O CT constata que a ERSE utilizou estes indicadores macroeconómicos baseados em previsões do 1.º semestre, e que os mesmos se encontram desajustados para o próximo ano face aos apresentados na Proposta de Orçamento de Estado para 2013, como se pode verificar na figura 1, que reviu em baixa as projeções do PIB e do consumo privado, com uma repercussão direta em menores consumos de energia elétrica.
- Concretamente, as previsões constantes da Proposta de Orçamento de Estado para 2013 apontam para quebras do PIB de 3% em 2012 e de 1% em 2013, aliadas a diminuições do consumo privado de 5,9% em 2012 e de 2,2% em 2013.

FIGURA 1 — Principais indicadores macroeconómicos para 2013



Fonte: Documentos da ERSE, OE e FMI

- Neste sentido, as projeções de consumo de 2012 e 2013 efetuadas pela ERSE encontram-se desajustados face aos indicadores apresentados na Proposta de Orçamento de Estado para 2013, pelo que o CT aconselha a sua atualização.

II A.1. - Evolução dos consumos

- O Conselho Tarifário reafirma, uma vez mais, a necessidade de a ERSE realizar previsões apoiadas em dados mais recentes, evitando-se deste modo desvios a recuperar posteriormente, acrescidos de juros.
- Os valores propostos pela ERSE para o consumo de eletricidade em Portugal continental nos anos 2012 e 2013 parecem assim ser demasiado otimistas.
- Com efeito, para o consumo referido à emissão, o nível apresentado pela ERSE para 2012 implicaria uma quebra de 2,2% face ao valor real de 2011. De acordo com a previsão de outubro da REN, o referido valor no final de 2012 aponta para um decréscimo de 2,9% em relação ao período homólogo.
- Verifica-se que este otimismo tem sido visível nas previsões da ERSE nos últimos anos, situando-se sistematicamente acima dos valores ocorridos e das projeções das empresas, contribuindo deste modo para a existência de desvios não explícitos nas tarifas de energia elétrica, prejudiciais aos interesses dos consumidores e das empresas.

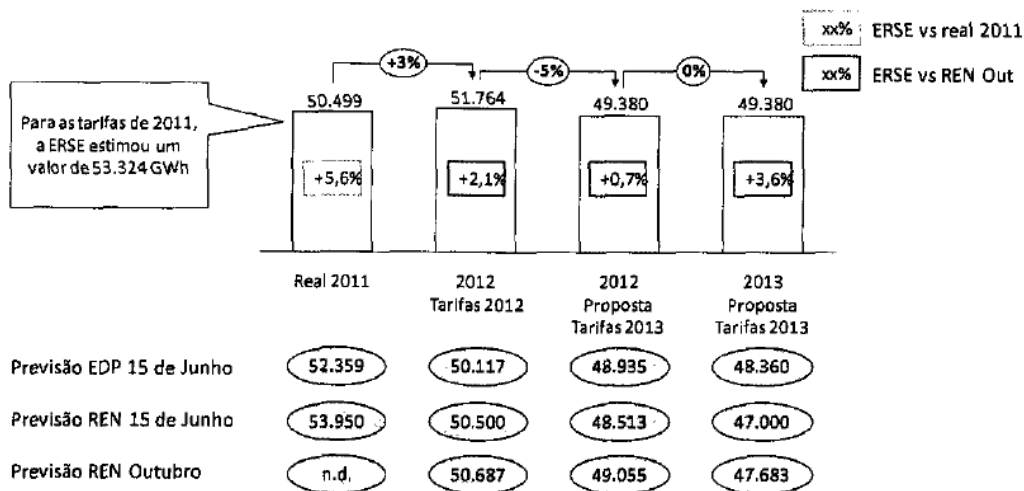
Em 2011, por exemplo, o valor real de consumo referido à emissão foi 5,6% inferior face ao valor considerado nas tarifas.



Para as tarifas de 2012, embora tendo disponível previsões das empresas que apontavam para um decréscimo do consumo significativo para este ano reforçadas por previsões da REN de outubro de 2011, a ERSE entendeu não atender a esta informação, tendo considerado um valor de consumo referido à emissão que se situava já 2,1% acima daquela previsão da REN, que agora e passado um ano está a corrigir.

Para 2013, a ERSE mantém a previsão de consumo no nível de 2012, em contradição com as mais recentes perspectivas de nova quebra no PIB e no consumo privado.

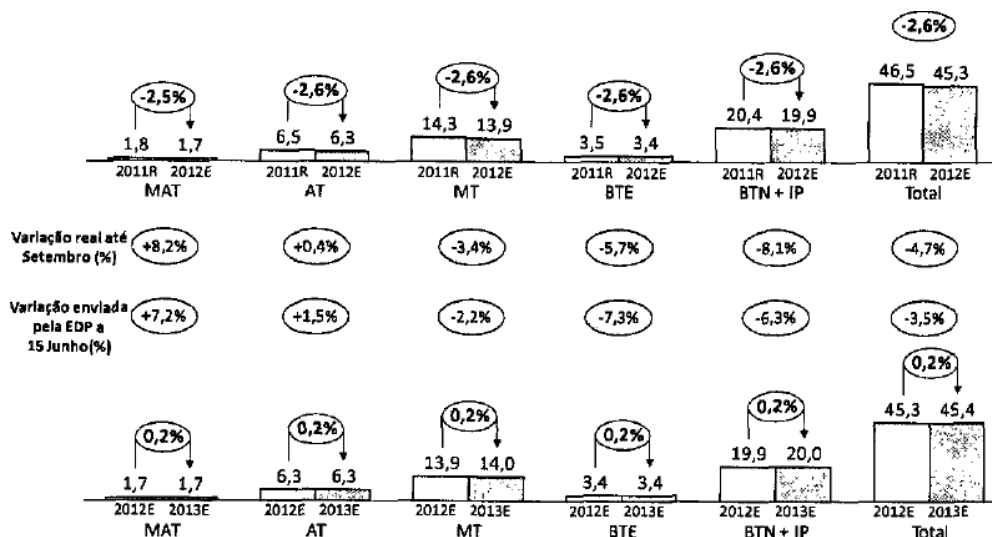
FIGURA 2 — Evolução do Consumo referido à emissão entre 2011 e 2013



Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013

5. Ao nível dos fornecimentos por nível de tensão a situação é incoerente uma vez que a ERSE prevê a mesma variação de consumo em todos os níveis de tensão face ao ano anterior, respetivamente, -2,6% para 2012 e 0,2% para 2013.

FIGURA 3 — Previsões de fornecimentos de eletricidade aos clientes (MR+ML) para 2012 e 2013



Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013



6. O CT sublinha a necessidade de a ERSE ajustar o valor deste indutor, tendo em consideração as previsões macroeconómicas mais recentes e a própria informação justificada pela EDP Distribuição.

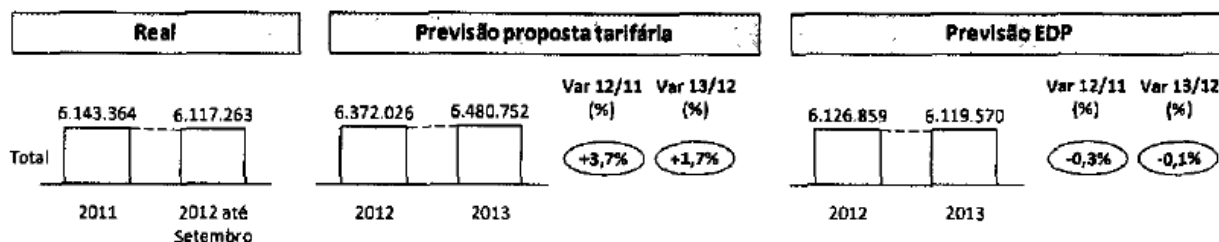
II A.2. - Evolução dos clientes

1. O CT verifica que as previsões da ERSE relativamente à evolução dos clientes para 2012 e 2013 encontram-se também desajustadas face à realidade atual e às perspetivas de crescimento da situação económica.
2. Na verdade, já desde 2011 que a degradação do poder de compra dos consumidores portugueses, aliada à evolução da economia, com uma clara tradução na diminuição do Consumo Privado, registou um abrandamento do crescimento do número médio de clientes, com 0,1% de acréscimo face a 2010, factos que durante o corrente ano se têm vindo a agravar e que se antevê que perdurem durante 2013, e que estavam presentes na evolução prevista pela EDP Distribuição ao apontar decréscimos de 0,3% e 0,1%, respetivamente, para 2012 e 2013.

No entanto, a ERSE não partilha desta perspetiva considerando que o mercado total vai crescer 3,7% em 2012 e em 2013.

Tomando como referência o número de clientes registado no final de setembro último, para que se conseguisse atingir o número médio de clientes estimado pela ERSE para 2012, teríamos que chegar ao fim de 2012 com cerca de mais 500 mil clientes.

FIGURA 4 — Clientes de eletricidade, valores médios anuais



Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013

3. Nesse sentido, o CT alerta a ERSE para a revisão do número médio de clientes.

II/B - FINANCIAMENTO DE DESVIOS

1. Na proposta tarifária para 2013, a ERSE propõe aplicar em 2012, para financiamento dos ajustamentos tarifários, uma taxa que corresponde à Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 1,50 p.p., o que representa uma taxa de financiamento de 2,78% para os ajustamentos de 2012 e 4,01% para os ajustamentos de 2011. Quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2011 de 2,00 p.p., o valor proposto pela ERSE para 2012 reflete um decréscimo de 50 p.b.
2. No que tange às empresas reguladas das Regiões Autónomas a proposta tarifária apresentada pela ERSE para 2013, também propõe aplicar em 2012, para financiamento dos ajustamentos tarifários, uma taxa que corresponde à Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 1,50 p.p. Saliente-se, que quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2011 das RA de 2,50 p.p., o valor proposto pela ERSE para 2012, no caso das Regiões Autónomas, reflete um decréscimo de 100 p.b., decréscimo superior em 50 p.b., ao verificado nas empresas reguladas do Continente.
3. Note-se, que no ano transato, no processo de definição de tarifas para o ano de 2012, e considerando as maiores dificuldades enfrentadas por as empresas reguladas das Regiões Autónomas na obtenção



de financiamento, a ERSE fixou *spreads* distintos, a aplicar aos ajustamentos tarifários para o ano de 2011, nas empresas do Continente e nas empresas das regiões, de 200 p.p. e 250 p.b., respetivamente.

4. Os desvios tarifários geram necessidades de tesouraria, que dado o seu valor significativo, em regra, são colmatados com financiamento bancário de curto prazo. Adicionalmente, o atual contexto dos mercados, em que sobressai a falta de liquidez da banca portuguesa, traduz-se num custo do financiamento muito superior ao que a ERSE agora propõe. O CT não entende a argumentação apresentada pela ERSE para justificar a redução dos *spreads* de 2011 para 2012³⁶³. Acresce que na recente fixação das tarifas de gás foi considerado um aumento do *spread* (de 200 para 250).

II/C - PROVEITOS PERMITIDOS

II/CI - REN *Trading*

II/C1.1 - Custos com a tarifa social

1. Nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para fazer repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema (tarifa UGS) a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN *Trading* e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor.
2. O financiamento da tarifa social — traduz-se num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal aplicado aos clientes economicamente vulneráveis — e incide, nos termos do disposto no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2012, de 28 de dezembro, sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.
3. Face aos mecanismos de repercussão de custos acima identificados e demais princípios vigentes na lei e normas regulatórias, o CT considera que não se encontra explicitado na proposta se existe repercussão dos custos com a tarifa social, em que montante, ou se os mesmos não foram considerados e com que justificação.

II/C1.2 - Desvios tarifários

1. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que se gerem desvios que contribuem para a instabilidade tarifária, ao terem que ser recuperados/devolvidos mais tarde com juros.³⁶⁴

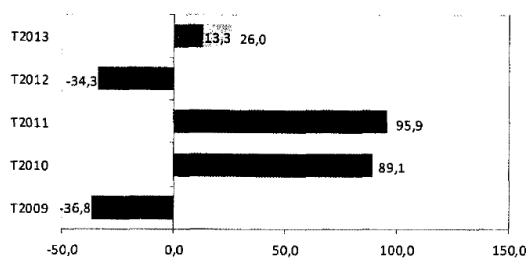
³⁶³ Página 5 dos "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013".

³⁶⁴ Na proposta ERSE para 2013, os proveitos permitidos relativos ao sobrecusto com os CAE aumentam de 47 M€ devido aos desvios tarifários, valor que seria ainda maior caso não tivesse havido o adiamento do valor provisório referente 2012, de 13,3M€ de acordo com a estimativa ERSE.



Ilustra-se abaixo a evolução destes desvios nos últimos anos:

Desvios tarifários incorporados nos proveitos permitidos



Fonte: Documentos de proveitos permitidas, ERSE

- Entre as previsões assumidas pela ERSE na sua proposta para 2013, salienta-se por um lado, a previsão das margens de venda, tanto da Tejo Energia como da Turbogás, superiores ao preço base OMIE em cerca de 17% e 25%, respetivamente e portanto muito acima do exequível, e por outro lado, o custo variável considerado para a Turbogás, que não é compatível com o maior peso dos arranques e das componentes fixas deste encargo no novo regime de exploração da central pelo que, de forma a evitar futuros desvios tarifários, o CT recomenda uma reanálise dos pressupostos.

II/C2 - Distribuição

- A manutenção dos valores de consumos de energia e número médio de clientes considerados na proposta originará, para 2012 e 2013, ajustamentos nos proveitos permitidos na atividade de distribuição que apenas serão recuperados com juros, dois anos depois, respetivamente, nos montantes de 129 milhões de euros e de 95 milhões de euros³⁶⁵.
- Conforme já mencionado no [parecer](#) do CT à proposta de tarifas para 2012 e dos parâmetros de regulação para o período 2012-2014, ao considerar para 2012 um valor de energia distribuída 1,6 TWh acima do valor justificado pela empresa, verificar-se-á uma perda de proveitos não recuperáveis na atividade de distribuição de energia elétrica que, segundo a EDP Distribuição, será na ordem dos 15 milhões de euros em 2012 e de 17 milhões de euros em 2013.

II/C3 — Comercialização de último recurso

- Nas atividades de comercialização e de compra e venda de energia elétrica da EDPSU, os ajustamentos reais do ano de 2011 e os ajustamentos estimados do ano de 2012 que a empresa tem vindo a suportar totalizam na proposta 463 milhões de euros³⁶⁶.
- Sendo este um valor extremamente significativo é relevante que a fixação das taxas de juro reflita as condições efetivas de mercado aquando do financiamento.

II/D — TARIFAS

II/D1 — Tarifas de acesso

- No parecer do ano transato, o CT manifestou a sua preocupação com o agravamento destas tarifas, em particular pela penalização dos consumidores que efetuaram investimentos expressivos, para deslocalização de consumos para as Horas de Vazio Normal (HVN) e Super Vazio (HSV).

³⁶⁵ Fonte: EDP distribuição.

³⁶⁶ Quadro 5-17 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia e outros serviços em 2013", pág. 136 (colunas 1 e 6).



2. As tarifas de acesso às redes apresentadas na proposta da ERSE em resultado da aplicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, contêm uma redução média para todos os períodos nas HVN e HSV de:

Evolução das tarifas de acesso 2013/2012 (%)

| | Período I,IV | | Período II,III | |
|--------------|--------------|------|----------------|------|
| | HVN | HSV | HVN | HSV |
| MAT | -11% | -11% | -11% | -11% |
| AT | -13% | -13% | -13% | -13% |
| MT | -39% | -39% | -39% | -39% |
| BTE | -36% | -38% | -36% | -38% |
| BTN>20,7 kVA | -52% | | -52% | |
| BTN≤20,7 kVA | | | | |
| Tri-Horária | -37% | | -37% | |
| Bi-Horária | -37% | | -37% | |

3. O CT considera muito positiva esta reversão, entendendo-a igualmente como uma sinalização clara à gestão eficiente da procura.
4. Esta orientação, que realoca de forma diferenciada os custos dos CIEG, deverá continuar a ser prosseguida pelos instrumentos ao dispor do regulador, visto que se considera vital a criação das melhores condições possíveis para o aparecimento de ofertas multitarifas no mercado liberalizado, sendo uma das condições sine qua non para o êxito do processo de liberalização em curso.

II/D2 - TVCF transitórias

1. O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, relativo ao regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumo em BTN, no seu artigo 4.º, n.º 3, determina que as mesmas serão acrescidas "*de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento, o qual visa induzir a adesão gradual às formas de contratação oferecidas no mercado*".
2. Acrescenta, no número seguinte, que a: "*A ERSE procede, com a periodicidade mínima trimestral, (...) a atualização do fator de agravamento das tarifas transitórias, referido no número anterior, sempre que tal se justifique*".
3. Ora, na proposta da ERSE, não é explícito qual o fator de agravamento considerado para o exercício em curso. O CT considera que é essencial para a transparência do processo uma referência periódica do fator de agravamento considerado, aliás como foi o caso na fixação das primeiras tarifas provisórias com início em julho e respetiva atualização em outubro de 2012 para os clientes com potência contratada $\geq 10, 35$ kVA.
4. Mais considera o CT que a determinação do fator de agravamento deveria ser objeto de metodologia e/ou fundamentação objetiva autónoma.
5. Os desígnios associados à fixação do fator de agravamento não poderão, ainda assim, alhear-se da situação económica e social dos consumidores, bem como do efetivo grau de atração que as ofertas do mercado liberalizado poderão apresentar.

II/D3 - Tarifa social e Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE)

1. Em consonância com as preocupações estabelecidas na diretiva 2009/72/CE, compete aos estados membros definirem um quadro de efetiva proteção dos clientes que se encontram numa situação de carência socioeconómica. O governo aprovou o Decreto-Lei n.º 138A/2010, de 26 de dezembro, que estabelece as condições de aplicação de tarifas sociais de acesso e de último recurso.



2. Adota a ERSE o valor de 1,3%³⁶⁷ para a variação da tarifa social de venda a clientes finais em BTN, aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis quer no Continente, quer nas Regiões Autónomas, para o ano de 2013.
3. Esta tarifa não está sujeita ao fator de agravamento.
4. Estima a ERSE que o número de beneficiários da tarifa social seja de 300.000 consumidores em 2013. Não pode deixar o CT de salientar que o número apresentado continua muito aquém das previsões iniciais (cerca de metade), o que não deixa de ser surpreendente perante o tempo entretanto decorrido e as condições que o país atravessa, pelo que o CT sugere que a ERSE prossiga com um esforço de informação autónomo.
5. Recomenda igualmente o CT que a ERSE escrutine a prática comercial dos comercializadores livres, no que diz respeito à disponibilidade da tarifa social e à aplicação do ASECE.

II/E - REGIÕES AUTÓNOMAS

II/E1 - Convergência tarifária 2009

1. A compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro, pago pelos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 2264/2007), à estabilização das tarifas de energia elétrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, em conformidade com o despacho do ministro da Economia e Inovação, de 3 de outubro de 2008.
2. O referido despacho ministerial previa que o pagamento do montante ocorreria, até 31 de janeiro de 2009, tendo o Conselho Tarifário tomado conhecimento, em 2010, que ainda não havia sido efetuada a transferência do valor previsto para a REN. Mais uma vez, até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado pelo que também não se efetuaram ainda as transferências desse montante para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, como é do conhecimento da ERSE
3. O CT salienta que, na sequência da questão levantada nos seus pareceres dos 2 anos transatos, a ERSE tem reconhecido de uma forma reiterada que: *"(...) que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares. resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico."*
4. Constata-se, no entanto, que durante ano de 2011, as empresas insulares foram obrigadas a devolver ao sistema elétrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros, não recebido, acrescido dos respetivos encargos financeiros.
5. O CT, à semelhança dos anos transatos, reconhece uma vez mais o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, reiterando novamente a sua recomendação de que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, tome a iniciativa de diligenciar junto do Ministro da Economia no sentido de ser entregue ao sistema elétrico nacional, durante o ano de 2013, o montante de 50 milhões de euros em dívida, por forma, a que este fator não tenha impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

³⁶⁷ De acordo com o Despacho n.º 13596/2012, de 19 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia.

**II/E2 - Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental**

1. O processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, implementado após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, determinou que as tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) daquelas regiões convergissem para as TVCF do Continente.
2. No entanto, a extinção das TVCF reguladas em Portugal continental para a MAT, AT, MT e BTE, prevista no Decreto-Lei n.º 104/2010 de 29 de setembro, assim como, com a publicação do Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, que estende o processo de extinção das tarifas reguladas em Portugal continental aos clientes de BTN, originaram a perda do antigo referencial de convergência.
3. Neste contexto, a metodologia de convergência foi redefinida, determinando o atual Regulamento Tarifário ³⁶⁸ que a estrutura dos preços das TVCF das RA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respetivamente, determinados, tendo em conta os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18637/2010, as variações das tarifas de acesso às redes e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.
4. Refira-se, que considerando a extensão do processo de extinção das tarifas reguladas em Portugal Continental aos clientes de BTN, prevista no Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, o articulado mencionado anteriormente será modificado numa próxima revisão do Regulamento Tarifário de modo a integrar os fornecimentos em BTN.
5. Tendo em conta que em 2013 será ainda, segundo a ERSE, publicada a tarifa aditiva em Portugal Continental, para os consumos em MT, BTE e BTN, e que o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista no Continente é ainda reduzido, dificultando dessa forma a sua utilização como referencial de convergência tarifária, a ERSE considerou prudente, na proposta de tarifas para 2013, a utilização das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.
6. O CT considera, assim, adequada a alteração da metodologia referente ao referencial de convergência, encontrando-se desta forma assegurada, em 2013, a convergência tarifária das RA com o Continente, em termos do preço médio e por tipo de fornecimento, de acordo com o referido pela ERSE nesta proposta.
7. Salienta, porém, o CT, que apesar da recomendação no parecer do ano transato, a ERSE continua a não prever o ciclo semanal nas RA, que deve ser equacionado e previsto no RT com o objetivo de que os consumidores das Regiões disponham das mesmas opções tarifárias que no Continente.

II/E3 - Sobrecustos com a convergência tarifária

1. De acordo com os gráficos apresentados pela ERSE os sobrecustos inerentes ao processo de convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, são os seguintes:

| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | T2012 | T2013 | Global |
|------------------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Custo RAA | | | | | | | | | | | | |
| sobrecusto | 30103 | 40079 | 48187 | 0 | 3442 | 83236 | 47342 | 79103 | 55598 | 112120 | 109982 | 609192 |
| Custo RAM | | | | | | | | | | | | |
| sobrecusto | 24159 | 28402 | 26473 | 0 | 894 | 50576 | 38686 | 74198 | 33082 | 91272 | 94275 | 462017 |

Fonte: ERSE

³⁶⁸ Cf. Artigos 130.º e 133.º do RT, publicado em *Diário da República* de 19 de agosto de 2011.



Os anos de 2006 e 2007 correspondem à aplicação do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho e n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, originando uma dívida.

Neste particular, importa referir que o serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013 é de 19 448 mil euros (juros incluídos), sendo o saldo em dívida em 2013 de 75 600 mil euros, a que acrescerão juros.

2. O CT tem cientes os princípios da solidariedade e da coesão nacional com as RA embora não deva deixar de manifestar preocupação com os sobrecustos associados à convergência, com os respetivos impactes na UGS e TVCF.
3. As decisões políticas de adiamento de custos no Continente por forma a conter as variações das tarifas finais pesam, de igual forma e com a mesma intensidade relativa, nos sobrecustos de convergência.
4. Entende o Conselho que, atentos os referidos sobrecustos, é fundamental que o regulador acompanhe a atividade das empresas reguladas e disponibilize ao CT informação mais detalhada e homogénea sobre as empresas reguladas e, designadamente, quanto à remuneração da PRE.
5. O CT considera ainda que os planos de investimento relativos às Regiões Autónomas deverão, em paralelo com o que sucede com as empresas reguladas do Continente, ser remetidos à apreciação e conhecimento do Conselho.

II/E4 — Parâmetros para a aquisição eficiente do fuelóleo nas RA

1. De acordo com o estudo de 2010, intitulado "Custos de referência e eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira", procedeu-se à definição de metas de eficiência para a EDA e EEM.
2. A decisão da ERSE foi a de não aplicação desses parâmetros regulatórios à EEM, aceitando os custos incorridos pela empresa.
3. O CT considera que os parâmetros referidos devem ser aplicados quer à EDA quer à EEM.

II/F - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O CT tem vindo ao longo dos últimos anos, de forma reiterada, a valorizar a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas numa ótica de proteção e promoção dos interesses dos consumidores.
2. A qualidade de serviço na sua tripla vertente - continuidade de serviço, qualidade de onda de tensão e qualidade de serviço comercial - constitui um dos pressupostos fulcrais do modelo regulatório em vigor e deve merecer particular atenção no quadro do processo anual de fixação de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços que deve contribuir para a melhoria permanente dos níveis de qualidade de serviço.
3. Neste contexto, o CT sinaliza positivamente a publicação pela ERSE, durante a discussão da «Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013», do Relatório da Qualidade de Serviço do setor elétrico 2011, que, em conjunto com os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas empresas reguladas, tem por objetivo caracterizar a qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes e pelos comercializadores.
4. Da análise ao Relatório da Qualidade de Serviço do setor elétrico 2011, o CT entende sublinhar o seguinte:
 - a) A qualidade de serviço em 2011 manteve em termos gerais a tendência de melhoria registada nos últimos anos quer em Portugal continental, quer nas RAA e RAM;
 - b) Os padrões fixados para os indicadores gerais de continuidade de serviço foram amplamente cumpridos em 2011, justificando-se, na perspetiva da ERSE, uma revisão dos regulamentos da



- qualidade de serviço em vigor, com o objetivo de se instituir um referencial mais ambicioso para as empresas e aproximar os níveis de qualidade de serviço em Portugal com os verificados noutros países europeus;
- c) Verificou-se a continuação da melhoria da qualidade, quantidade e fiabilidade da informação em virtude quer das auditorias levadas a efeito pelas empresas com o acompanhamento da ERSE, quer das inspeções realizadas pela ERSE;
 - d) No que tange à qualidade comercial, sinaliza-se: (i) um ligeiro decréscimo no desempenho relativo ao tempo de espera no atendimento presencial, o que poderá estar relacionado com o aumento em 40% do número de atendimentos registrados; (ii) o cumprimento generalizado dos padrões, destacando-se uma diminuição, no conjunto das empresas, do número de reclamações apresentadas — de sete para seis em cada mil clientes —, verificando-se que os assuntos com maior índice de reclamação respeitam a faturação e redes e características técnicas da tensão; (iii) desempenho genericamente positivo por parte das empresas quanto à periodicidade de leituras de contadores e ao cumprimento das visitas combinadas às instalações dos clientes.
5. O CT reitera todas as suas anteriores recomendações formuladas com o objetivo das empresas reguladas de transporte e distribuição de energia elétrica continuarem a apostar na melhoria continuada da qualidade de serviço, aspeto da maior relevância para os consumidores.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 15 de novembro de 2012.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 239 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

I. GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013" e os respetivos documentos justificativos complementares. O CT emitiu o seu parecer aprovando na generalidade a proposta da ERSE.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para a energia elétrica em 2013 tiveram em consideração o parecer do CT. Em seguida apresentase a análise da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I/A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

A ERSE regista as preocupações e os alertas do CT sobre o crescimento dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Os CIEG têm assumido um peso significativo nos custos do setor elétrico condicionando, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

Apesar da generalidade dos CIEG decorrer de decisões que extravasam a competência do regulador, a ERSE tem vindo a alertar para o impacto da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG.

A ERSE continuará a efetuar as diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacto de medidas legislativas de aumento de custos para o setor elétrico, e continuará a manifestar a sua preocupação, sempre que lhe for solicitado parecer.

Registe-se neste sentido, que na proposta tarifária apresentada ao CT foram incorporadas um conjunto de medidas mitigadoras, aprovadas pelo Governo, com impacto na redução dos CIEG.

Em resposta aos pontos 8 e 9 deste capítulo, a ERSE esclarece que o valor das medidas mitigadoras consideradas na função de compra e venda de energia da PRE, no total de 222,1 milhões de euros, decorre de previsões facultadas à ERSE pelo Governo quanto ao impacto em 2013 da reversão para as tarifas do setor elétrico das receitas de leilões de CO₂, cuja publicação foi entretanto concretizada através do Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro, e do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

I/B – LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

A ERSE partilha das preocupações do CT, considerando, contudo, que a existência de um período transitório com tarifas transitórias cria condições favoráveis ao aparecimento de mais agentes e ofertas de mercado geradoras de benefícios para os consumidores de energia elétrica.

A ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar que o processo de liberalização se aprofunde no decurso do citado regime.

No âmbito das suas competências de supervisão dos mercados a ERSE monitoriza o funcionamento do mercado retalhista de energia elétrica, publicando diversa informação sobre o nível de concorrência no boletim mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de eletricidade.

Neste contexto, a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Este processo tem vindo a ser



implementado e robustecido com o objetivo de brevemente se proceder à publicação dos resultados obtidos.

De igual modo disponibiliza-se um simulador de preços para os fornecimentos em BTN que integra os preços de referência, viabilizando uma escolha adequada de comercializador por parte dos consumidores.

II. ESPECIALIDADE

II/A – EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DOS CLIENTES

As previsões de consumo e número de clientes de energia elétrica elaboradas pela ERSE baseiam-se na análise de um conjunto alargado de informação, nomeadamente:

- As previsões enviadas pelas empresas reguladas;
- A comparação entre a evolução histórica dos consumos e as previsões efetuadas em anos anteriores, quer pela ERSE quer pelas empresas;
- As tendências observadas relativamente ao consumo de energia elétrica;
- A evolução de indicadores sociais e económicos e de outros fatores (temperatura, dias úteis), com impacto no nível de procura de energia elétrica e tendências observáveis.

Do ponto de vista da regulação é relevante que a previsão de consumo seja efetuada com a melhor informação disponível, pois as consequências dos desvios que dela resultem recaem sobre agentes diferentes, beneficiando ou prejudicando as empresas ou consumidores numa ótica de curto prazo.

Nos últimos 2 períodos regulatórios, tem-se vindo a verificar um alinhamento entre as previsões da ERSE e das empresas.

II/A.1 – EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

No que diz respeito às previsões de consumo de energia elétrica utilizadas pela ERSE no cálculo das tarifas para 2013 assume-se para o consumo referido à emissão um decréscimo de 2,2% em 2012, face ao valor real de 2011 publicado pela REN, e uma manutenção deste valor de 2012 para 2013. As previsões da ERSE adotam para 2013 o nível de consumos do ano 2006.

É importante destacar que as projeções iniciais fornecidas pela REN, em junho de 2012, apontavam para um consumo referido à emissão para 2012 no valor de 48 513 GWh, tendo este valor vindo a ser corrigido em alta para 49 170,5 GWh nas últimas projeções de final de novembro. Este valor aproxima-se da projeção da ERSE para 2012, no valor de 49 368 GWh, encontrando-se 0,5% acima das projeções da EDP Distribuição que apontam para um valor de 48 923 GWh (no referencial de emissão).

Desta forma, a ERSE entende que as projeções de consumo elétrico para 2012 e 2013 se devem manter.

Relativamente à repartição do consumo por nível de tensão mantêm-se os valores apresentados na proposta entregue ao CT, conservando-se para 2012 e 2013 a última estrutura de consumos real, do ano 2011.

II/A.2 – EVOLUÇÃO DOS CLIENTES

As previsões do número de clientes elaboradas pela ERSE apontam, na proposta entregue ao CT, para um acréscimo de 3,7% de 2011 para 2012 e um acréscimo de 1,7% de 2012 para 2013.

A ERSE reconhece que estas projeções são demasiado otimistas para o nível de tensão de BTN, pelo que as mesmas foram alteradas em linha com o apresentado no parecer do CT.



Desta forma, para o cálculo tarifário foram considerados acréscimos do número médio de clientes de 0,6% em ambos os anos, tal como explicitado no documento final de "Caraterização da procura de energia elétrica em 2013".

II/B – FINANCIAMENTO DE DESVIOS

A ERSE partilha das preocupações do CT quanto às dificuldades de financiamento das empresas necessárias para suprir os desvios tarifários no atual contexto económico.

Neste sentido, a definição do *spread* anual contempla a evolução mais recente das condições de financiamento das empresas reguladas. A ligação entre as condições de financiamento das empresas reguladas e do conjunto da economia acentuou-se desde o resgate da dívida soberana em abril de 2011. Os *Credit Default Swaps* (CDS) são um dos principais indicadores das condições de financiamento das empresas e dos Estados. No que diz respeito à dívida, os CDS evoluíram em crescendo até março de 2012. Este facto justificou a revisão em alta dos *spreads* dos ajustamentos tarifários para as tarifas de gás natural, cuja proposta ao CT do gás natural foi apresentada em abril de 2012. No entanto, desde esta data, as condições de financiamento da economia nacional melhoraram consideravelmente, o que se reflete, entre outros fatores, numa diminuição das *yields* da dívida soberana, bem como dos respetivos CDS, para valores próximos dos verificados, antes do pedido de resgate da dívida nacional, em abril de 2011.

Este facto justificou a revisão em baixa dos *spreads* a aplicar aos ajustamentos tarifários, adotando-se um mesmo valor para o Continente e para as Regiões Autónomas. No entanto, os *spreads* agora adotados continuam acima dos valores que foram aplicados até 2011, inclusive.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

II/C 1. REN TRADING

II/C1.1 CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Tal como refere o CT, os custos com a tarifa social são financiados pelos centros eletroprodutores em regime ordinário nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. No entanto, as particularidades do enquadramento contratual e legal das centrais com CAE e das centrais sujeitas ao mecanismo dos CMEC, mecanismo que pressupõe a manutenção das condições económicas definidas nos CAE, podem suscitar dúvidas quanto à elegibilidade destas centrais para o financiamento da tarifa social.

No atual processo de definição de tarifas para 2013, a ERSE considerou a interpretação da Secretaria de Estado de Energia subjacente à homologação do ajustamento anual dos CMEC referente a 2011, no qual não foi incorporado o valor relativo ao financiamento da tarifa social. Deste modo, não foram considerados nos proveitos permitidos das empresas, os custos com os CAE e com os CMEC associados ao financiamento da tarifa social relativos a 2011, podendo este procedimento vir a ser alterado, consoante o parecer da Procuradoria-Geral da República solicitado pela Secretaria de Estado da Energia. Este procedimento está também alinhado com a nota interpretativa da Direção-Geral de Energia e Geologia.

II/C1.2 – DESVIOS TARIFÁRIOS

A ERSE concorda com as preocupações do CT quanto aos desvios tarifários associados ao sobrecusto dos CAE. Porém, importa sublinhar, que no processo da definição dos proveitos, são considerados os dados disponíveis à data para um conjunto de variáveis externas às empresas.

No que diz respeito às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, os preços relativos aos combustíveis e à hidraulicidade são as duas variáveis externas que explicam grande parte da volatilidade dos custos com estas centrais.

O período analisado pelo CT coincide com as alterações significativas nos mercados que acabaram por condicionar as previsões de evolução do sobrecusto. Neste sentido, refira-se, por exemplo, a reversão da



ordem de mérito das centrais a carvão, tradicionalmente centrais de base, que se iniciou em 2008 e que se manteve até 2011, inclusive. Apesar do carácter extraordinário desta reversão, a sua manutenção ao longo de quatro anos permitiu a sua integração nas previsões implícitas nas tarifas de 2010 e 2011. No entanto, em 2008 e em 2009 a reversão da ordem de mérito e a sua manutenção no ano seguinte não era previsível, tendo gerado desvios que foram incorporados dois anos mais tarde, nas tarifas de 2010 e de 2011.

No que diz respeito às previsões para 2013, o CT questiona a margem da venda das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, bem como o facto de o custo variável não considerar o maior peso dos arranques que se perspetiva vir a verificar no novo regime de exploração.

Para este efeito, registre-se que a central da Turbogás deverá ter em 2012 uma utilização particularmente baixa, tendo em conta a anunciada revisão do Acordo de Gestão de Consumo, que reduz o número de horas de utilização de cerca de 4500 horas para cerca de 1000 horas. Neste quadro, julgam-se prudentes as margens sobre as vendas das centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideradas pela ERSE, tendo em conta os fatores de utilização previstos para estas centrais.

No que diz respeito ao último ponto, o impacte do novo regime de exploração nos custos de arranque da Turbogás, a ERSE não tem dados à sua disposição que permitam aferir a magnitude deste impacte.

II/C2. DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o explicitado no ponto II/A, a ERSE entende que as projeções de consumo elétrico para 2012 e 2013 se devem manter sem alterações face aos valores constantes na proposta entregue ao CT em outubro, embora reconheça a necessidade de revisão do número médio de clientes, em linha com o apresentado no parecer do CT. Esta situação está contemplada na decisão final.

II/C3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Pelo referido no II/B, considera-se que a evolução nas taxas de juro para os ajustamentos tarifários implícitos nas tarifas de 2013, face às taxas implícitas nas tarifas de 2012, refletem a evolução das condições de financiamento das empresas reguladas.

II/D – TARIFAS

II/D1. TARIFAS DE ACESSO

A ERSE regista os comentários do CT e continuará a utilizar os instrumentos que tem ao seu dispor para incentivar o aparecimento de diversas opções tarifárias no mercado liberalizado.

II/D2. TVCF TRANSITÓRIAS

O fator de agravamento considerado nas tarifas transitórias de BTN que entram em vigor em janeiro de 2013 é nulo.

A ERSE decidirá sobre a necessidade de atualização das tarifas transitórias face à evolução das condições do mercado grossista e do mercado retalhista de energia elétrica. A atualização a adotar pretende cobrir as variações do preço de energia nos mercados grossistas e induzir a adesão gradual à contratação no mercado, de forma a que os preços das tarifas transitórias nunca estejam abaixo dos custos.

II/D3. TARIFAS SOCIAL E APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA (ASECE)

A ERSE tem procurado divulgar informação sobre a tarifa social dando-lhe destaque na sua página de internet, como também através de ações de formação e informação em que participa. Foram também estabelecidos protocolos com associações de consumidores no âmbito do processo de extinção das tarifas reguladas, sendo também dada informação sobre as tarifas sociais e o ASECE.

Toma-se boa nota da sugestão do CT, pelo que se irá prosseguir com um esforço acrescido na linha do que tem vindo a ser feito.



Quanto ao escrutínio da prática comercial dos comercializadores livres, no que diz respeito à disponibilidade da tarifa social, a ERSE no âmbito da prestação de informação sobre preços de referência praticados na BTN, a que se encontram obrigados todos os comercializadores, tem exigido a prestação de informação sobre os preços praticados pelos mesmos na tarifa social.

Da análise efetuada verifica-se que os comercializadores a atuarem em BTN integram nas carteiras clientes vulneráveis e praticam tarifas sociais que incorporam o desconto na tarifa de acesso às redes aprovado pela ERSE nos termos do Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, que estabelece a variação da tarifa Social de venda a clientes finais.

II/E – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/E1. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

A ERSE reitera a sua concordância quanto ao ponto de vista do CT sobre este tema e reconhece que o mesmo pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento, o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico. Nesta matéria a ERSE limitou-se a dar cumprimento ao despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008.

II/E2. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE regista com apreço os comentários do CT relativos à metodologia referente ao referencial de convergência e à harmonização da estrutura tarifária.

A adequação dos períodos tarifários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo vindo a ser desenvolvidos estudos sobre a localização desses períodos. Assim, conforme já anteriormente manifestado, apesar de se concordar com a criação de um ciclo semanal, considera-se que a introdução do mesmo deve ser precedida de estudos sobre a duração e a localização dos períodos horários e bem como de custos marginais horários de produção, solicitando-se aos operadores de rede das Regiões Autónomas este tipo de informação.

II/E3. SOBRECUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Os sobrecustos inerentes ao processo de convergência tarifária resultam da evolução dos custos das Regiões Autónomas, bem como dos custos dos setores elétricos do Continente. Por definição, quanto maior a diferença entre os custos do setor elétrico do Continente e das Regiões Autónomas, maior o sobrecusto com a convergência tarifária. Assim, importa assinalar que o agravamento do sobrecusto com as Regiões Autónomas também se deve ao adiamento da recuperação em tarifas dos custos resultantes de decisões políticas.

No que diz respeito ao acompanhamento das atividades reguladas nas Regiões Autónomas, a ERSE demonstra a sua disponibilidade para fornecer a informação que o CT considere relevante acerca destas empresas. No que diz respeito ao desenvolvimento de um estudo sobre a PRE, a ERSE tomará em consideração a solicitação do CT para o futuro desenvolvimento do referido estudo.

No que respeita aos planos de investimento relativos às Regiões Autónomas, a ERSE acolhe o comentário, concordando em enviar ao CT a informação que recebe das Regiões Autónomas relativa a estes planos.

II/E4 – PARÂMETROS PARA A AQUISIÇÃO EFICIENTE DO FUELÓLEO NAS RA

No âmbito da definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas, foi contratado um estudo à KEMA, o qual deu origem ao documento "Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas", elaborado pela ERSE.



No que respeita à EEM, as análises e conclusões produzidas pelos referidos estudos tiveram por base os termos e condições estabelecidos no contrato assinado em 2005, entre a empresa e a Galp, sendo que se perspectivava, a partir de 2010, a assinatura de um novo contrato. Deste modo, no processo de cálculo das tarifas de 2013, a ERSE aguardou pela receção do novo acordo de aquisição de fuelóleo, por forma a aferir da adequação das conclusões produzidas nos documentos e respetivos parâmetros definidos aos novos termos e condições acordados.

Após a receção do contrato, a ERSE concluiu que os termos e condições acordados estão em linha com os definidos no contrato que esteve na origem dos estudos realizados, pelo que os parâmetros definidos serão aplicados na sua totalidade no apuramento final dos proveitos de 2011, bem como no cálculo dos proveitos de 2013.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ Revisão do Regulamento Tarifário: tarifa social ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"³⁶⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, a 15 de outubro, conjuntamente com a proposta de parâmetros para o período regulatório 2015-2017 e de tarifas e preços para 2015 uma *proposta visando a alteração do Regulamento Tarifário* para incorporação regulamentar do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro relativo à tarifa social, cabendo ao CT nos termos da lei e regulamento, emitir o seu parecer no prazo fixado para a consulta pública: 27 de novembro de 2014.

A proposta de alteração do RT foi apresentada como complementar da consulta pública lançada pela ERSE em 26 de junho e integra o mesmo processo de revisão dos regulamentos do setor elétrico com vista à preparação do período regulatório 2015-2017, recordando-se que a aprovação de parâmetros e tarifas de eletricidade deve ocorrer até 15 de dezembro para vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2015.

Posto o que, o Conselho emite o seguinte parecer:

1. A revisão do RT é suscitada pela alteração do regime legal aplicável à tarifa social no setor elétrico e do regime legal relativo ao Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE) operada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e, ainda, pela necessidade de, conseqüentemente, se produzirem adaptações regulamentares que permitam a concretização daqueles regimes legais.
2. O CT constata que algumas alterações sugeridas, adotam uma redação mais genérica e abrangente, tomando estável o texto regulamentar, obviando custos com eventuais alterações sucessivas do RT.
3. O valor do desconto da tarifa social será determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia que definiu o valor de desconto para 2015 em 20%.
4. A base de aplicação da tarifa social é alargada designadamente, ao ser revista a condição associada à potência contratada das instalações alimentadas em baixa tensão normal, localizadas em habitação permanente do cliente economicamente vulnerável, alargando-se a mesma de 4,6 kVA para 6,9 kVA, como refletido na proposta de RT.
5. O CT nota que a legislação, que entrou em vigor em 15.11.14, implica a definição de uma tarifa que de momento inexistente, pelo que não há condições para efetivamente contemplar todos os consumidores agora elegíveis. Acresce que, o diploma elenca a necessidade de publicação de portarias cuja não publicação comprometem o regime de aplicação da tarifa social.
6. O CT considera positivo que o desconto na tarifa social de acesso às redes se mantenha aplicado no termo de potência contratada, por forma a não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentando uma utilização eficiente da energia elétrica. No entanto, no tocante ao proposto para o artigo 39.º-A, n.º 3, o CT considera que expressão "preferencialmente" deve ser clarificada.
7. O CT recomenda, ainda, que o mecanismo para repercutir os custos aos centros electroprodutores seja baseado nas licenças de exploração vigentes trimestralmente.

³⁶⁹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.



8. Finalmente, o CT insta a ERSE a clarificar sobre quem recai o financiamento da tarifa social de eletricidade a aplicar aos consumidores vulneráveis nas Regiões Autónomas, uma vez que o Decreto-Lei isenta os produtores de eletricidade daquelas Regiões.

CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecederem.

Aprovado em 27 de novembro de 2014.



◆ **Revisão regulamentar do setor elétrico decorrente da alteração do regime legal da pequena produção e do autoconsumo** ◆ [\[Consulta Pública n.º 48\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"³⁷⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, a 13 de novembro, uma *proposta visando a alteração do Regulamento Tarifário* para incorporação regulamentar do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, relativo à pequena produção e autoconsumo, cabendo ao CT nos termos da lei e regulamento, emitir o seu parecer num prazo excecional, até 27 de novembro de 2014.

A proposta de alteração do RT foi apresentada como complementar da consulta pública lançada pela ERSE em 26 de junho e integra o mesmo processo de revisão dos regulamentos do setor elétrico com vista à preparação do período regulatório 2015-2017, recordando-se que a aprovação de parâmetros e tarifas de eletricidade deve ocorrer até 15 de dezembro para vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2015.

Durante a discussão, em 25 de novembro, foi remetido pelo CA da ERSE uma retificação ao artigo 81.º constante da proposta.

Posto o que, o Conselho emite o seguinte parecer:

1. A proposta de alteração ao RT decorre da publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro aplicável às Unidade de Produção de Autoconsumo e às Unidades de Pequena Produção circunscreve-se a dois pontos, a saber:
 - (ii) Consideração da compensação devida pelas Unidade de Produção de Autoconsumo nos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental relativos ao uso global do sistema;
 - (iii) Atualização dos pedidos de informação de forma a acomodar as novas exigências de cálculo de custos e proveitos.
2. Concretamente, é proposto pela ERSE a alteração aos artigos 81.º, 83.º, 146.º e 150.º da proposta de RT apresentada a consulta pública em 26 de junho.
3. Com a publicação da referida legislação, foi estabelecido um novo regime jurídico que integra todas as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as Unidades de Pequena Produção (UPP) que têm um limite superior de potência instalada de 250 kW.
4. Com a entrada em vigor deste novo diploma, ficam revogados os diplomas que enquadravam a microprodução (Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 674/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 1184/2010, de 25 de outubro e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro) e a mini produção (Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro).
5. O regime aplicável às UPP permite que o produtor venda a totalidade da energia elétrica produzida ao CUR com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no âmbito do qual os candidatos a

³⁷⁰ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.



- produtores oferecem descontos à tarifa de referência, estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
6. Nas UPAC, a energia elétrica produzida destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, podendo, em caso de existir ligação à rede elétrica de serviço público, a eletricidade não autoconsumida ser vendida à rede e ser remunerada de acordo com regra expressa no próprio diploma.
 7. Nas UPAC com potência acima de 1,5kW e com ligação à rede elétrica de serviço público, ou nas UPAC que pretendam vender a eletricidade não autoconsumida, é obrigatória a medição da energia elétrica produzida.
 8. Nas UPAC de muito pequena dimensão, com potência abaixo de 1,5kW e que não pretendam vender a eletricidade não autoconsumida, o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro não obriga à medição da energia elétrica produzida.
 9. Considera a ERSE que às UPAC e UPP ligadas nas RNT e RND, se aplicam as regras regulamentares já previstas na revisão regulamentar de 2011 relativas à tarifa designada por componente G, a qual é faturada pelo ORT diretamente aos produtores.
 10. O CT concorda com as alterações propostas que integram a compensação no cálculo dos ajustamentos tarifários dos proveitos de uso global do sistema a recuperar pelo ORD. Contudo, a obrigatoriedade de instalar medição de energia nas UPAC de potência inferior a 1,5 kW que não pretendam vender a eletricidade não autoconsumida, resultará de uma opção deliberada do legislador e não de uma omissão, como a ERSE refere no documento justificativo. Com efeito, atendendo à reduzida capacidade de geração comparado com o custo do equipamento de contagem, que iria onerar os consumidores.
 11. O CT considera adequada a revisão do detalhe da informação a fornecer pelo ORD e pelo CUR.
 12. Entende, ainda o CT, que as disposições regulamentares com implicações tarifárias, no âmbito das legislações que as enquadram, devem tender para evitar ou limitar repercussões negativas nas tarifas a pagar pelos consumidores em geral.
 13. Nas UPAC, esse objetivo deverá ser alcançado pelo diferencial do preço de venda da energia ao CUR e o valor dessa energia no mercado, bem como pela compensação prevista no artigo 25.º do Decreto-Lei.
 14. Nas UPP, esse objetivo deverá ser alcançado pela adequada definição da tarifa de referência e restante mecanismo de determinação da remuneração devida ao produtor.
 15. O CT recomenda, assim, que a aplicação deste diploma tenha um acompanhamento próximo da ERSE de molde a garantir que dela não decorrem outros encargos para os consumidores.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 27 de novembro de 2014.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*".

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo³⁷¹ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "*Proposta de revisão do Regulamento Tarifário*" solicitando parecer sobre a mesma.

No decurso do prazo para emissão de parecer foi promovida, pela ERSE, uma audição pública sobre os documentos em consulta pública.

Nos termos do n.º 3 do artigo 147.º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Seção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

1. O CT congratula-se com a proposta de revisão apresentada pela ERSE e a sua colocação, como habitual, em consulta pública, num exercício de transparência cuja mais valia é sempre bom sublinhar.
2. Igualmente se releva a importância da audição pública ocorrida no decurso da mesma que incentiva uma salutar partilha de constrangimentos e expectativas.
3. No entendimento do CT, a proposta de revisão regulamentar apresentada deve resultar da adequação à legislação entretanto ocorrida e, ainda, da alteração de normas existentes ou da introdução de novas ferramentas de regulação, alicerçadas num balanço completo e transparente do anterior período regulatório.
4. O CT considera que, este balanço sobre um período regulatório, deve preceder e fundamentar as propostas de revisão regulamentar ou, no limite, ser apresentado antes da proposta de parâmetros para o triénio.
5. Considera, ainda, o CT que só perante o referido balanço é possível a todos os intervenientes uma fundamentada e consubstanciada tomada de posição sobre as propostas apresentadas, contribuindo desse modo para o aperfeiçoamento do quadro normativo que rege o setor elétrico.
6. O Conselho reconhece que algumas das propostas agora avançadas pela ERSE vão de encontro a sugestões e recomendações que o CT tem vindo a fazer nos seus pareceres (v.g. tarifas dinâmicas, ciclo semanal nas Regiões Autónomas).
7. Embora numa forma geral as propostas possam obter a concordância do CT, a aplicação dos modelos e das propostas não são suscetíveis de quantificação, por falta de simulações e alternativas, donde, propostas indetermináveis quanto aos seus efeitos e de difícil avaliação em sede de custo-benefício.
8. Uma segunda reserva que o CT deve expressar, relaciona-se com as remissões para subregulamentação (v.g. remuneração dos investimentos inovadores em redes inteligentes,

³⁷¹ Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.



mecanismo de otimização da gestão de licenças de CO₂), a qual aguardará a sua vez para ser posteriormente encaminhada para parecer.

9. Deve o CT, ainda, expressar uma preocupação com a construção do MIBEL e a evolução do processo de harmonização até que se atinja uma situação idêntica para acesso a abastecimento da energia elétrica em Portugal e Espanha. O processo tem registado avanços significativos ao nível da integração das redes e sua gestão, dos mercados e mesmo regulatórios. Porém, existem, ainda, diferenças que importa analisar. O CT recomenda, por isso, a continuidade da progressiva harmonização do mercado ibérico para que tendencialmente passe a constituir um efetivo mercado único nos seus diferentes aspetos.

II – ESPECIALIDADE

A - HARMONIZAÇÃO NO ÂMBITO DO MIBEL

1. O CT sublinha que ao nível da estrutura tarifária, as diferenças entre Portugal e Espanha são bastante significativas.
2. Ao nível das tarifas de acesso, em termos de opções verifica-se, entre outros:
 - Diferentes períodos horários em Espanha que em Portugal,
 - Diferente distribuição do quantitativo de horas por períodos horários,
 - Potência contratada diferenciada por período horário.
3. O CT recomenda à ERSE que, autonomamente ou no âmbito do conselho dos reguladores, prossiga os estudos necessários à melhor identificação das diferenças existentes e incentive a harmonização da estrutura tarifária, bem como de outras dimensões geradoras de distorções no funcionamento do MIBEL.

B - TARIFAS

B.1. – Tarifas dinâmicas

1. O CT concorda que é desejável promover uma participação ativa da procura na gestão do sistema, permitindo aos clientes com maior flexibilidade beneficiar das poupanças decorrentes, nomeadamente evitando-se ou adiando-se investimentos nas redes ou na produção.
2. O CT considera, ainda, que os consumidores em MAT, AT e MT estarão mais preparados para uma eventual introdução de opções tarifárias no acesso às redes do tipo tarifas dinâmicas.
3. No entanto, as experiências internacionais mencionadas nos estudos divulgados pela ERSE mostram que as tarifas dinâmicas incidiram essencialmente nas tarifas de venda a clientes finais, optando-se por uma formulação integrada dos custos marginais de produção, transporte e distribuição.
4. Tal como a ERSE menciona, a separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização existente no setor elétrico em Portugal Continental introduz uma complexidade acrescida a este tema, devendo a análise custo benefício ser objetiva e rigorosa.
5. Considera-se que a implementação dos projetos-piloto deve ser efetuada de acordo com um documento que identifique exaustivamente as análises a efetuar e a informação a recolher, para permitir a apresentação à ERSE de informação objetiva sobre as matérias indicadas na proposta de Regulamento Tarifário, permitindo a preparação cuidada dos projetos-piloto.
6. Trata-se de um trabalho de grande complexidade ao nível do desenho dos projetos-piloto e da recolha de informação que necessitará da participação ativa dos clientes e respetivos comercializadores e,



ainda, dos operadores da rede de transporte e de distribuição, o que poderá comprometer a data de 30 de abril de 2015.

7. A ERSE menciona que a atual estrutura de tarifas já inclui diferenciação por período horário para a componente de energia, procurando através do sinal preço transferir consumo dos períodos de ponta para os períodos de menor consumo. Refere, ainda, que o atual período de horas de ponta é bastante alargado.
8. Salienta-se que a discriminação temporal não contempla a componente de potência, sendo esta o fator primordial que influencia os custos das redes.
9. O CT entende que seria desejável, numa primeira fase e com benefícios imediatos para os clientes e para o sistema, a definição de novas opções tarifárias, mais flexíveis, conhecidas a priori, adicionando novos períodos horários aos já existentes.
10. O CT recomenda, assim, que a ERSE pondere a adoção de discriminação temporal dos preços de potência (mês, dia, hora) à semelhança do que já é praticado nas tarifas de acesso às redes em Espanha.
11. Para o efeito, deverá ser desenvolvido um estudo com base na informação disponível a apresentar ao CT, permitindo entre outros analisar o respetivo impacto no sistema tendo em conta a convergência para a aditividade tarifária.

B.2. Opções tarifárias das tarifas de acesso às redes

1. O CT regista os considerandos genéricos que constam da justificação do alargamento das opções bi e tri-horária a clientes com potência contratada inferior a 3,45 kVA.
2. Na opinião do CT, não se encontra devidamente demonstrado que exista interesse ou vantagem económica na adesão a estas novas opções tarifárias nestes níveis de tensão, com exceção da IP, pelo que se coloca como pertinente uma reflexão sobre o custo benefício e a oportunidade temporal.
 - a. Os níveis de tensão 1.15 kVA e 2.3 kVA apresentam níveis de consumo bastante reduzidos, 445 kWh/ano e 697 kWh/ano respetivamente, pelo que a vantagem económica é diminuta. A materialização de tarifas verdadeiramente aditivas nestas novas opções, evitando-se nova subsídio cruzada com a tarifa simples, reforça esta apreciação do CT.
 - b. Não vislumbra o CT que uma modulação de preços do tipo bi ou tri-horária possa impactar com significado a curva de consumo. Acredita-se que se trata de pontos de consumo com maior rigidez (ou menor elasticidade preço).
 - c. A adoção da proposta implicaria a substituição dos equipamentos de contagem já instalados para os requerentes, sendo o universo total de instalações abrangidas ainda elevado (aproximadamente 427 mil clientes).
 - d. Adicionalmente, perante a perspetiva futura de se alargar a todos os clientes o conceito de redes inteligentes (seguindo os exemplos dos principais países europeus), não se afigura oportuna uma substituição por novos equipamentos que, necessariamente, não beneficiarão plenamente da sua vida útil, na sequência da decisão do Governo sobre contadores inteligentes.
3. Complementarmente, o CT reconhece a pertinência das opções propostas para os circuitos IP dadas as características específicas deste tipo de instalação.
4. O CT tem conhecimento de uma campanha, em curso, para a substituição dos contadores por parte do operador de rede de distribuição ao nível dos circuitos IP. Assim, para os casos ainda remanescentes de desadequação dos equipamentos de contagem, recomendamos a instauração



transitória de curvas de consumo tipificadas para a IP e se disponibilizem tarifários bi e tri-horários para a respectiva faturação.

5. O CT recomenda que se fomente a comunicação aos consumidores nos restantes níveis de potência do mesmo nível de tensão, para a disponibilidade das opções multitarifas já existentes, pois o número de adesões atual é anormalmente baixo.

B.3. Ciclo semanal nas Regiões Autónomas

1. *"As análises preliminares aparentam não revelar diferenciação semanal significativa ao nível dos custos marginais de energia..."* Sem oposição formal, são, contudo, precisos mais estudos, refere a ERSE.
2. O CT considera, por uma questão de princípio e uniformidade, que o ciclo semanal deveria ser introduzido nas RA com o início do novo período regulatório, tal como já expressou em diversas ocasiões.
3. O CT recomenda que a ERSE não se foque em excesso nas atuais curvas de procura para justificar essa introdução pois, essas curvas, só podem refletir o que existe atualmente, ou seja, ausência de consumos modulados semanalmente, e sugere, também, que essa introdução do ciclo semanal seja acompanhada de um adequado esforço de comunicação adaptado às características das populações locais.

B.4. Tarifas transitórias e fatores de agravamento

1. Relativamente ao desenvolvimento da liberalização do mercado o CT sublinha a sua preocupação com a dinamização do mercado livre, considerando que a ERSE deve desenvolver esforços no sentido de tornar as TVCF aditivas, refletindo o seu custo real.
2. O CT constata a sucessiva prorrogação do prazo para a extinção das tarifas reguladas, mas congratula-se com a consolidação do mercado liberalizado dos grandes consumidores, dos clientes industriais e dos clientes do segmento de pequenos negócios, facto que se encontra patente na publicação mensal da ERSE sobre o mercado.
3. Importa conhecer e analisar as causas que determinam a permanência de consumidores em AT, MT, BTE e BTN > 10,35kVA nas tarifas transitórias (falta de aditividade das tarifas, tipologias e especificidades dos clientes), considerando que de acordo com a legislação em vigor, a esta data, as tarifas transitórias para estes segmentos de consumidores serão extintas em 31 de dezembro de 2014, não se conhecendo qualquer solução para estes clientes que ainda se encontrarem no mercado regulado.
4. Acresce que, a falta de aditividade tarifária nos segmentos com tarifas multi-horárias e sazonais é um fator impeditivo de uma concorrência saudável, que dá origem a uma subsidiação cruzada, manifestamente indesejável para a dinâmica do mercado livre.
5. No que se refere ao fator de agravamento, sublinha o CT que:
 - a. No [parecer](#) do ano transato, o CT tinha sugerido a definição de uma metodologia transparente para o seu cálculo, não tendo esta pretensão sido satisfeita;
 - b. Entre outros aspetos, a sua aplicação constitui uma receita a repercutir a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), a repercutir em termos a regular pela ERSE, aguardando-se esta subregulamentação;



C. - REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DE ATIVOS

1. Em matéria do custo de capital apurado para remuneração dos ativos envolvidos no setor energético nacional, a ERSE expressou a sua preocupação relativamente à necessidade de apurar um custo de capital eficiente e adicionalmente controlar a rendibilidade das empresas tendo proposto duas vertentes:

Custo de Capital: apuramento do custo de capital baseado numa estrutura eficiente, à semelhança do que é prática comum entre os reguladores europeus nos setores das *utilities*;

Rendibilidade: introdução de um mecanismo de controlo *ex-post* da rendibilidade dos ativos.

2. Em termos gerais, cumpre salientar que a ação do regulador no sentido de definir de forma rigorosa a taxa de custo de capital é positiva e, se devidamente implementada, resultará na otimização do custo de capital tendo em conta as condições vigentes no país e risco regulatório do setor.
3. Relativamente à utilização de uma estrutura de capital teórica eficiente para efeitos do cálculo do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), considera-se a mesma recomendada e teoricamente apropriada.
4. Quanto à proposta de um mecanismo de controlo *ex-post* da rendibilidade dos ativos, na opinião do CT, a prossecução dos objetivos de transparência e auditabilidade, e a justificação de uma eventual necessidade de alterações ao modelo de remuneração das atividades vigente em cada período regulatório, deve passar pela completa avaliação dos mecanismos em vigor, elaborada tanto na ótica das empresas como dos consumidores, para permitir avaliar o resultado da sua aplicação, analisar eventuais distorções e confirmar a necessidade de novos mecanismos ou a recalibração dos mecanismos existentes.
5. O CT considera prioritária a necessidade do aprofundamento da regulação por incentivos, alicerçada em mecanismos adequados de partilha entre empresas e consumidores como forma de assegurar custos eficientes. A equidade da partilha de riscos entre empresas reguladas e consumidores deve ser um pilar fundamental de um modelo de regulação eficiente e eficaz.
6. Neste contexto, o CT entende que a proposta da ERSE no sentido de estabelecer um mecanismo de controlo *ex-post* da rendibilidade dos ativos em conformidade com uma fórmula³⁷² que traduz uma média ponderada entre uma taxa de retorno permitida (r_{or_p}) e a taxa de retorno efetivamente verificada (r_{or_v}) através de um ponderador α , não fundamentado economicamente, não configura uma resposta aos princípios e preocupações anteriormente elencados. Para além disso, é omissa relativamente ao modo de implementação do mecanismo, deixando para subregulamentação a definição e apreciação dos impactos de tão disruptiva proposta.
7. Por outro lado, o CT não encontra resposta satisfatória tendo em conta a indeterminação e potenciais consequências do que pode ser qualificado como "*fator exógeno*" ou dos critérios e princípios integradores dessa qualificação, gerador de incertezas quanto aos eventuais ganhos ou perdas das empresas a transferir para os consumidores.
8. Importa, ainda, referir que a operacionalização de um mecanismo desta natureza se antecipa muito complexo, quer no que concerne à informação a tratar, quer quanto à sua compatibilização com os prazos que as empresas, privadas e cotadas em bolsa, dispõem para cumprir as suas obrigações contabilísticas.

³⁷² Note-se que a fórmula constante do documento justificativo não coincide com a da proposta de articulado.



9. Em síntese, o CT não pode deixar de propor à ERSE a desconsideração deste mecanismo, pelo menos enquanto não for realizado um balanço do modelo em vigor de forma mais objetiva. Uma revisão dos pressupostos e fixação do custo de capital bem como dos incentivos à disposição serão seguramente formas mais transparentes e economicamente mais fundamentadas para agir sobre um eventual *gap* entre a taxa de retorno verificada pelas empresas reguladas e a taxa de retorno definida pela Entidade Reguladora, sobretudo num contexto de períodos regulatórios curtos.

D - PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL (PPDA)

1. O CT tem vindo a seguir de modo muito atento e interessado o desenvolvimento dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), desde o seu surgimento em 2002.
2. O CT relembra que os PPDA constituem importantes instrumentos dirigidos à melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas do setor elétrico, assumindo um peso económico significativo, estimado na ordem dos 6 milhões de euros por ano, financiado pelas tarifas.
3. A avaliação dos PPDA, na vertente dos princípios e dos objetivos que lhes devem estar subjacentes, bem como na ótica dos custos benefícios que objetivamente lhe estão associados, exige no entendimento do CT, um esforço de grande rigor, o que, salvo melhor e mais qualificado entendimento, não é possível alcançar no âmbito do presente processo de revisão regulamentar.
4. Neste contexto, o CT manifesta a sua discordância quanto à oportunidade da promoção de uma avaliação dos PPDA no quadro da revisão regulamentar em curso e, menos ainda, sob a forma de questionário fechado tal como vem proposto pela ERSE. Acresce que, consultando a página da ERSE verifica-se existir uma consulta pública iniciada em 2012, ainda não encerrada, desconhecendo o CT o resultado.
5. No entendimento do CT a avaliação dos PPDA justificaria, de per se, um processo autónomo centrado no papel destes instrumentos no quadro dos objetivos de política energética e ambiental, na análise do respetivo custo benefício e no modelo de acompanhamento e de monitorização em vigor, tendo em vista promover, se necessário, os ajustamentos regulamentares considerados adequados.
6. Em síntese, o CT considera que a avaliação dos PPDA deve seguir um curso autónomo, pelo que não deve ser incluído no presente processo de revisão regulamentar.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 25 de julho de 2014.



◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário(CT) "(...) órgão consultivo para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"³⁷³.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário conjuntamente com o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2014*"³⁷⁴ uma alteração ao Regulamento Tarifário, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. O CT considera que, salvo a ocorrência de circunstâncias relevantes e imprevisíveis, a ERSE deve pugnar pela manutenção de um cenário regulatório estável, durante cada período regulatório
2. O CT considera terem ocorrido circunstâncias dessa natureza que justificam que a ERSE apresente com a proposta de tarifas e preços do período regulatório em curso uma proposta de revisão do RT, designadamente:
 - O Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, que introduz mecanismos de remuneratório aplicável à eletricidade produzida por alguns dos centros eletroprodutores eólicos. Este diploma introduz também limitação no prazo das condições remuneratórias aplicáveis às Pequenas Centrais Hídricas (PCH).
 - O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.
 - Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que estabelece as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de eletricidade ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico.
 - A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, que estabelece a metodologia de determinação da taxa de remuneração a aplicar aos terrenos afetos ao domínio público hídrico na posse da concessionária da Rede Nacional de Transporte.
3. O CT recomenda que se inclua nesta revisão as alterações necessárias resultantes da aplicação Portaria n.º 215-A/2013.
4. O CT considera positivo o esforço de transparência da ERSE em refletir na formulação dos proveitos permitidos a definição de todas as variáveis necessárias ao seu apuramento em particular quando a interpretação do RT suscita dúvidas.
5. O CT entende que a um ano de um novo período regulatório as alterações introduzidas devam ser mínimas, contudo recomenda que, nomeadamente, no que diz respeito ao "mecanismo de correção

³⁷³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

³⁷⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "*documento*" ou "*proposta*".



de desvios provisórios" na próxima revisão regulamentar seja feita uma referência a este novo artigo em todos os artigos das atividades sujeitas a este mecanismo, quer no parágrafo com a fórmula dos proveitos permitidos do ano, quer no parágrafo referente ao ajustamento de $t-2$. Tratando-se de uma revisão minimalista importa, ainda assim, no artigo 117.º-A adicionar um parágrafo onde se elenquem os artigos que deveriam ter sido alterados pela introdução do "mecanismo de correção de desvios provisórios" (artigos 75.º, 79.º, 85.º, 93.º, 95.º, 96.º, 100.º, 102.º e 103.º) e definir as variáveis i_{t-1}^E e δ_{t-1} .

6. O CT *recomenda* a revisão do RRC de forma a estabelecer o relacionamento comercial entre as entidades na sequência das alterações introduzidas no RT pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
7. O CT nota que, ao abrigo do n.º 1 do artigo 117.º-B aditado ao regulamento Tarifário é feita referência ao suporte dos CIEG decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se conclua que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista.
8. Na ausência de qualquer referência relativamente a quem compete avaliar e concluir sobre se a existência de distorções provocadas por eventos externos implica um aumento os preços médios de eletricidade, o CT considera que a ERSE deverá concretizar a quem compete esta conclusão, devendo aditar-se a seguinte menção: "...sempre que se conclua, de acordo com a legislação em vigor, que a existência de distorções..."

II - CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações recomendações que antecedem.

Aprovado em 15 de novembro de 2013.



◆ Análise técnica das conclusões da auditoria aos contadores da EDP Distribuição e proposta de diretiva ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"³⁷⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, a fixação de tarifas e preços e outras matérias que a ERSE lhe submeta, parecer esse que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento intitulado "*Análise técnica das conclusões da auditoria aos contadores da EDP Distribuição e Proposta de diretiva*" solicitando a emissão de parecer sobre o mesmo. Cabe, assim, ao CT, nos termos da lei e regulamentos, emitir o seu parecer no prazo de 30 dias.

Durante o período de análise foram remetidos, ainda, ao CT uma carta do Presidente do Conselho de Administração da EDP Distribuição, contendo anexos três documentos elaborados a pedido da empresa regulada pela *Ernst & Young*; pela *NERA Economic Consulting* e pela própria EDP Distribuição.

A solicitação do CT, em reunião de 11 de abril de 2013, a ERSE apresentou resposta a um conjunto de questões formuladas pelo CT.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

A - INTRODUÇÃO

1. O tema genérico dos contadores da EDP Distribuição tem sido, ao longo do tempo, abordado pelo Conselho Tarifário, várias vezes e sob diversos prismas, sempre envolvido com uma particular mediatização.
2. No caso concreto da presente proposta de diretiva, o CT regista e estranha o facto da ERSE, simultaneamente com o envio da proposta para parecer ao CT, ter optado por logo divulgar publicamente a mesma assim como o relatório da auditoria realizada no seu sítio da internet.
3. A proposta da ERSE, que contem uma análise das conclusões da auditoria aos contadores que foi realizada e uma proposta de diretiva, dirige-se a um segmento específico de consumidores: os que possuem opções de consumo de energia em multitarefa na BTN.
4. Importará, por isso e desde logo, contextualizar o segmento de consumidores e, depois, recordar os antecedentes concretos sobre a problemática dos contadores multitarefa.

B - CONTEXTUALIZAÇÃO DAS OPÇÕES MULTITARIFA

1. As medidas que promovem a deslocalização de consumos do período de fora de vazio para o período de vazio, porque permitem e fomentam uma gestão eficiente da carga ao, nomeadamente, atenuar os picos de procura, beneficiam todo o sistema elétrico e conseqüentemente todos os consumidores.
2. Salienta-se como resultado do uso de tais opções, uma redução dos custos totais de energia e de uso de redes, a qual é partilhada por todos os consumidores aderentes a este tipo de opções tarifárias, independentemente do nível de tensão, bem como pelos restantes consumidores fruto da redução dos custos marginais.

³⁷⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.



3. A atração dos consumidores do segmento BTN ao uso destas opções tarifárias, implicando a deslocalização dos seus consumos individuais em benefício global do sistema, alicerçou-se nos fatores: preço; comodidade; e, ausência de encargos adicionais de utilização.
4. O sinal preço dado aos consumidores para incentivar a adesão à opção bi-horária na BTN, ilustra-se no quadro abaixo:

| Tarifas | Potência contratada 6,9 kVA | | | | | |
|---------------------------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1999 | 2002 | 2005 | 2008 | 2011 | 2013 |
| Preço Pc | PTE/mês | €/mês | | | | |
| Tarifa bi-horária | 2633 | 13,35 | 14,34 | 15,37 | 10,44 | 10,68 |
| Tarifa simples | 2237,5 | 11,35 | 12,17 | 10,85 | 10,44 | 10,68 |
| (Bi-horário/Simples – 1%) | | 18% | | | | |
| Preço de energia | PTE/kWh | €/kWh | | | | |
| T. Simples | 0,1778 | 0,092 | 0,0988 | 0,1143 | 0,1326 | 0,1405 |
| T. Bi-horária: | | | | | | |
| Preço fora de vazia (FV) | 0,1778 | 0,092 | 0,0988 | 0,1132 | 0,1448 | 0,1641 |
| Preço de vazio (VZ) | 0,1044 | 0,0503 | 0,054 | 0,0614 | 0,0778 | 0,087 |
| (FV/VZ -1%) | 70% | 83% | 83% | 84% | 86% | 89% |

Nota: por referência ao escalão de Pc de 6,9 KVA e as tarifas reguladas da ERSE desde 1999.

5. Historicamente a opção bi-horária na BTN oferecia, até 2008, no ciclo diário os seguintes horários:
 - a. Período de hora legal de inverno — vazio: das 22:00 às 08:00;
 - b. Período de hora legal de verão — vazio: das 23:00 às 09:00.
6. Com a revisão do Regulamento Tarifário ([RT](#)) do setor elétrico verificada em 2008, foram introduzidas alterações, a vigorar após 1/01/2009, sendo as mais significativas para a temática em análise:
 - a. A introdução da opção tri-horária na BTN;
 - b. A harmonização dos períodos horários de vazio, para as opções de B TN em ciclo diário para o período das 22:00 às 08:00 no inverno e no verão.
7. Ciente dos benefícios para o sistema no seu todo, o CT apoiou a harmonização de horários de inverno e verão no ciclo diário, a qual se revelava mais propícia a uma maior adesão dos consumidores em BTN.
8. O CT destaca que a essência de todas as opções multitarefa reside no momento - na(s) hora(s) - em que a energia é consumida, momento esse ao qual corresponde um determinado preço da energia.

C - ALTERAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS DE VAZIO E FORA DE VAZIO

1. Para vigorar no ano 2009, a ERSE aprovou, para além dos novos períodos horários, um regime transitório que permitia a manutenção do horário em vigor de forma a permitir que o operador de rede de distribuição procedesse, durante o ano de 2009, à alteração dos horários de registo dos contadores e, se necessário, à substituição dos contadores inaptos para esta função.



2. Contudo, no final do 1.º semestre de 2009, a EDP Distribuição tinha apenas atuado em 55.000 contadores bi-horários - cerca de 11,5% do parque instalado pelo que, *"um número significativo de consumidores ainda não beneficiava dos novos períodos horários em ciclo diário"*³⁷⁶, i.e., vazio: 22:00-08:00.
3. Assim, através do Despacho n.º [14251/2009](#), de 24 de junho, a ERSE procurou atenuar os eventuais efeitos negativos sobre as expectativas daqueles consumidores, esclarecendo que a regra de faturação transitória para os fornecimentos de BTN em tarifa bi-horária e ciclo diário, aplicáveis aos equipamentos de medição que não tivessem sido adaptados para os novos períodos horários do ciclo diário (vazio: 22:00-08:00), terminaria a 31/12/2009 e que seria elaborada proposta de regras de faturação transitórias para as situações em que os equipamentos de medição não correspondessem às opções tarifárias dos clientes.
4. Em 23 de dezembro de 2009, a ERSE emitiu o Despacho n.º [27513/2009](#) e determinou o pagamento, durante o 1.º semestre de 2010, de um crédito: *"associado à transferência de 3,1 % dos consumos do período de fora de vazio para o período de vazio, durante o período de hora legal de verão de 2009 em que ocorreu o desajustamento da parametrização dos contadores em relação ao novo horário"*³⁷⁷. Este encargo foi suportado por todos os consumidores.
5. O mesmo despacho determinou, ainda, que os contadores: *"sejam adaptados aos novos horários do ciclo diário até ao último domingo de março de 2010"*³⁷⁸, i.e., o início do período de hora legal de verão.
6. O CT, no seu [parecer](#) de 16 de novembro de 2009, salientou: *"Ter sido incluído nos proveitos permitidos à EDP Distribuição em 2010, o valor de 2, 028 M€, respeitante aos custos estimados com mão-de-obra e custos comerciais com a campanha de adequação de contadores bi-horários, referindo a necessidade desta verba ser detalhada."*³⁷⁹, tendo a ERSE observado ter aceite estes custos fora do *price cap*, uma vez que não tinham sido incluídos na base de custos da EDP Distribuição e resultarem de uma alteração regulamentar.

D - ANOMALIAS DE CONTAGEM

1. No final de 2011, e durante o 1.º trimestre de 2012, foram detetados erros de desacerto da hora e da data em 106,5 mil contadores bi-horários do ciclo diário, a saber:
 - a. Precisão do relógio de uma série limitada (cerca de 22,5 mil) de contadores de um dos fabricantes, fornecida em 2007;
 - b. Erro de *software* utilizado na configuração dos contadores híbridos de um fabricante na "campanha DIA/DIB" (cerca de 84 mil), realizada em 2009/2010.
2. A ERSE apresentou ao CT, a 30 de maio de 2012, uma proposta referente à "Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem", que incluía um projeto de diretiva.

³⁷⁶ Cf. despacho n.º 14251/2009, de 24 de junho.

³⁷⁷ Cf. Despacho n.º 27513/2009, de 23 de dezembro.

³⁷⁸ Cf. Despacho n.º 27513/2009, de 23 de dezembro.

³⁷⁹ Cf. ponto II/H.



3. O [parecer](#) do CT, emitido em 26 de junho de 2012, destacou:
 - a. Acolher positivamente a decisão da ERSE de realização de auditoria independente, devendo a mesma ser realizada com a máxima urgência, incluir os operadores de rede de distribuição das Regiões Autónomas e perspetivar a participação dos representantes dos consumidores.
 - b. O reconhecimento de que a regulamentação em vigor — Regulamento de Relações Comerciais ([RRC](#)) e Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) — contém disposições específicas quanto às obrigações a cumprir pelos operadores de rede de distribuição relativamente a precisão mínima dos equipamentos de medida e procedimentos de deteção e correção de anomalias.
 - c. Dever estender-se aos contadores de tarifa tri-horária os princípios de compensação a aprovar.
 - d. Dever a ERSE clarificar o regime de compensações a aprovar, designadamente quanto à sua aplicação a todas as situações detetadas, tendo em conta que se reconhecia que o operador da rede de distribuição já havia iniciado o processo de intervenção e correção de anomalias.
 - e. A aceitação do princípio genérico de pagamento automático de compensações, sem necessidade de reclamação por parte do consumidor.
 - f. A necessidade de regulamentar de forma mais rigorosa e exaustiva a obrigação contratual dos operadores de rede de distribuição quanto ao controlo de qualidade dos equipamentos de medição.
4. A subsequente Diretiva da ERSE n.º [10/2012](#), de 5 de julho, acolheu parte das considerações do Conselho Tarifário, fixando as seguintes obrigações para o operador da rede de distribuição:
 - a. Compensar financeiramente todos os clientes em BTN em ciclo diário cujos contadores foram incorretamente reparametrizados durante o ano de 2009;
 - b. Compensar financeiramente todos os clientes cujos contadores multitarefa tenham sido instalados em 2007 com relógios com precisão inadequada;
 - c. Suportar as compensações financeiras atrás mencionadas a atribuir aos clientes;
 - d. Proceder ao pagamento das compensações devidas aos clientes na primeira fatura a emitir após terem decorrido 30 dias sobre a data de publicação da diretiva da ERSE (5 de julho);
 - e. Efetuar o pagamento das compensações aos clientes de forma automática através de crédito na fatura de eletricidade, sem necessidade de reclamação;
 - f. Tratar nos termos do GMLLD todas situações complementares de contagem inadequada não enquadradas nas anomalias tipificadas na diretiva;
 - g. Verificar os relógios dos contadores de forma sistemática no âmbito das leituras dos contadores, nos termos da regulamentação em vigor.
5. As análises técnicas que suportaram a proposta apresentada e obrigações expressas na diretiva da ERSE n.º 10/2012 foram aceites pela EDP Distribuição, tendo a sua verificação integrado os termos de realização de auditoria aos contadores multitarefa dos consumidores em BTN.
6. Em 24 de julho de 2012, foi enviada ao Conselho Tarifário uma proposta para as bases do caderno de encargos a incluir no procedimento concursal para a realização das auditorias em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
7. O CT aprovou [parecer](#) em 17 de agosto de 2012, destacando, entre outros, a importância do timing da execução das auditorias e a necessidade de incluir no ponto "análise e avaliação dos procedimentos de reporte de anomalias e da sua correção" o registo e análise dos acertos de contadores realizados



desde o início do ano 2012, comparativamente com igual período de 2011, o que foi expressamente especificado no caderno de encargos final.

8. No dia 23 de agosto de 2012, foi aprovado pela ERSE o documento com as bases do caderno de encargos para a realização das auditorias, no qual foram incluídas as sugestões emanadas do parecer do CT.
9. Os termos de realização da auditoria foram explicitamente aceites por parte da ERSE e da EDP Distribuição com a assinatura dum protocolo a 5 de setembro de 2012.

E - AUDITORIA

1. O relatório da auditoria realizada por entidade externa, cujo comité diretivo integrou a ERSE, a EDP Distribuição e a própria Ernst & Young, nos termos do protocolo supramencionado, estabeleceu três objetivos e, relativamente a cada um, concluiu em síntese:

Objetivo 1: Funcionamento atual dos equipamentos de contagem

- 30,02% dos contadores não apresentam desvios;
- 95,2% dos desvios horários absolutos acumulados situam-se entre os 0 e os 10 minutos;
- 1,98% dos contadores têm desvios superiores a 30 minutos;
- A diferença no número de atuações feitas pela EDP Distribuição, durante o ano 2012, comparada com o ano 2011 está justificada;
- Não foi efetuada qualquer análise à natureza das intervenções nos contadores intervencionados em 2012;
- A auditoria não encontrou regulamentação que defina uma banda de tolerância em termos de desvios horários, nem documentação de informação aos consumidores relativos ao funcionamento do relógio.
- Embora não haja uma definição do nível necessário de precisão a comprometer com os consumidores, nem de banda de tolerância de desfasamento do relógio face a um padrão "X".

Objetivo 2: Procedimentos operativos de leitura, deteção e tratamento de anomalias, tratamento de reclamações e pagamento de compensações

- Os procedimentos operativos para leitura, deteção e tratamento de anomalias podem ser claramente melhorados, resultando numa melhor eficiência do sistema;
- Os procedimentos de reclamações apresentam uma banda que parece muito alargada, pelo que deveriam ser tomadas ações regulamentares sobre prazos máximos;
- O pagamento de compensações, a fim de ser ágil e realizado com base em perfis, só no caso de atraso do relógio, assumindo a situação de maior prejuízo do consumidor (utilizando as tarifas de 2012);
- A diretiva da ERSE n.º 10/2012 está a ser cumprida, mas deve definir-se uma data de conclusão final do processo.

Objetivo 3: Aquisição de contadores

- A seleção de fornecedores no último concurso realizado e concluído (ano 2006) cumpriu as normas técnicas internacionais, embora não apresentasse conformidade com o caderno de encargos; no futuro, em decisões deste tipo, dever-se-á manter registo da avaliação e justificação quanto ao desalinhamento do caderno de encargos;



- Não foi possível encontrar toda a documentação relativa ao processo, embora a dita informação não tenha sido considerada como crítica.
- 2. O trabalho de campo da auditoria realizou-se entre 17 de dezembro de 2012 e 25 de janeiro de 2013 e não contemplou a análise dos acertos de contadores realizados desde o início do ano 2012, comparativamente com igual período de 2011, conforme solicitado pelo CT³⁸⁰ e constante no caderno de encargos.
- 3. Sem prejuízo das melhorias futuras e das propostas de compensação aos consumidores em análise, a auditoria permite extrair uma imagem de razoável confiança no sistema de contagem à data de dezembro de 2012.

F - IMPLEMENTAÇÃO DE MELHORIAS

1. Tendo em conta as recomendações da auditoria, do presente parecer, demais ensinamentos resultantes do atual processo e conseqüente necessidade de tomada de medidas preventivas que garantam no futuro uma maior fiabilidade/qualidade dos equipamentos de contagem, do seu controlo e dos processos que assegurem um bom funcionamento global dos diferentes aspetos envolvidos, o CT recomenda que a ERSE promova a revisão/atualização dos regulamentos correlacionadas com esta matéria designadamente o GMLDD.
2. O CT sublinha, a par do mencionado no ponto que antecede, a existência dum enquadramento da Função de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (FMLDD), que carece de regulamentação – n.ºs 1 e 3, do artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro - referente ao operador logístico de mudança de comercializador e conseqüente definição detalhada deste tipo de funções.
3. A necessidade de se adotarem mecanismos que permitam:
 - i) Conhecer com detalhe todos os custos associados ao sistema de medição, leitura e disponibilização de dados;
 - ii) Assegurar a acessibilidade aos dados a todos os comercializadores, em condições de igualdade, e dos consumidores aos seus dados de consumo;
 - iii) A estabilização do funcionamento da FMLDD antes de se implementarem investimentos significativos em novas soluções tecnológicas ao nível dos contadores;
 - iv) Acompanhar a evolução dos custos associados às mudanças a efetuar ao nível dos contadores e da FMLDD.
4. O CT considera, ainda, existirem outras sugestões de melhoria, na auditoria e na proposta da ERSE que serão pertinentes, remetendo a sua pronúncia e análise para o momento de apresentação de uma proposta concreta por parte da ERSE.

G - COMUNICAÇÃO AOS CONSUMIDORES DOS DADOS DE CORREÇÃO DE ANOMALIAS

1. Um dos objetivos que se pretendeu alcançar com a realização da auditoria aos contadores foi o da avaliação do grau de cumprimento da regulamentação aplicável, designadamente o RRC-SE, o GMLDD e a Diretiva n.º 10/2012.
2. A ERSE, no âmbito da proposta de diretiva que submete a parecer deste Conselho, faz referência ao incumprimento por parte da EDP D do ponto 29 — "Procedimentos Relativos à Correção de Anomalias de Medição e Leitura" do GMLDD, designadamente quanto à comunicação dos dados de correção aos equipamentos de medição aos consumidores.

³⁸⁰ [Parecer](#), em 17 de agosto de 2012.



3. Esta situação, refere, inviabilizou a possibilidade de confirmação da melhor estimativa das grandezas durante o período em que a anomalia se verificou, prejudicando a fundamentação das reclamações apresentadas pelos consumidores e a sua verificação nos termos do Regulamento da Qualidade de Serviço ([RQS](#)).
4. Considerando a inexistência de disposição regulamentar que discipline os incumprimentos ao GMLDD e a necessidade de estarem previstos mecanismos sancionatórios perante a ocorrência destes incumprimentos, o CT recomenda à ERSE que atue no sentido de acomodar este princípio.

H - PERFIS DE CONSUMO

1. Nos termos do disposto nos Regulamentos de acesso às redes e às Interligações ([RARI](#)) e das Relações Comerciais (RRC), a ERSE aprova perfis de consumos que permitem uma distribuição do consumo por períodos de 15 minutos, quando não se disponha de equipamento de contagem com este nível de discriminação.
2. Tal acontece com os consumos em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), onde são considerados 5 perfis para os seguintes segmentos de consumidores:
 - Perfil BTN classe A: para consumidores com potência contratada superior a 13,8 kVA (qualquer que seja o nível de consumo).
 - Perfil BTN classe B: para consumidores com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e um consumo anual superior a 7140 kWh.
 - Perfil BTN classe C: para os consumidores com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e consumo anual igual ou inferior a 7140 kWh.
 - Perfil BTE: para os consumidores com potência contratada superior a 41 kVA
 - Perfil BTN IP: para os consumos de Iluminação Pública.
3. A utilização destes perfis é particularmente importante para o Operador de Rede de Distribuição (ORD) disponibilizar os dados de consumo discriminado agregado aos respetivos comercializadores e ao operador da rede de transporte, bem como para a afetação a cada um dos comercializadores da energia elétrica correspondente aos consumos dos seus clientes.
4. Na faturação do acesso às redes pelo ORD não são geralmente utilizados estes perfis dado que as tarifas/preços em causa não têm um nível de discriminação tão exigente.
5. No cálculo das regularizações associadas a desfasamentos dos relógios dos contadores, foram considerados os perfis por forma a estimar os consumos nos vários períodos que teriam sido faturados por aplicação do preço de horas de vazio e não o de fora de vazio e vice-versa.
6. Nas regularizações levadas a efeito pela EDP Distribuição foi também considerado um perfil multitarefa, sendo regularizado com a opção mais favorável para o consumidor.
7. Tendo em conta que os consumidores de BTN com tarifas multi-horárias apresentam um comportamento que poderá ser diferente do dos restantes consumidores com tarifa simples, o CT recomenda que a ERSE publique um perfil para este segmento de consumidores, perfil esse que deverá no futuro ser utilizado nomeadamente, para a fixação de eventuais compensações a que os consumidores tenham direito em virtude de anomalias nos equipamentos de medição.

I - PROPOSTA DE COMPENSAÇÃO DOS CLIENTES EM TARIFA BI-HORÁRIA E TRI-HORÁRIA

1. A ERSE apresenta uma proposta de compensação a todos os clientes em tarifa bi-horária e tri-horária, não abrangidos pelo âmbito de aplicação da Diretiva n.º 10/2012.



2. O CT recorda, e enfatiza, que a matéria relacionada com os desajustamentos dos contadores com tarifa multi-horária, discussão iniciada há cerca de um ano, abalou de forma significativa a confiança dos consumidores no sistema de medição e faturação de um serviço público essencial. Esta posição foi expressa no anterior parecer do CT, de 26 de junho de 2012, relativo à compensação de duas anomalias específicas num conjunto identificado de contadores e que deu origem à diretiva no 10/2012.
3. A proposta de compensação da ERSE assenta nos seguintes pressupostos:
 - a) A auditoria aos contadores não foi eficaz na determinação da distribuição dos desvios horários anteriores à aprovação da diretiva fruto da ausência de registos, até maio de 2012, das intervenções efetuadas pela EDP Distribuição.
 - b) É referido que, durante o ano de 2012: *"(...) tendo a EDP Distribuição aperfeiçoado o procedimento de reporte de anomalias dos relógios de contadores de +/- 1 hora para +/- 15 minutos, foram intervencionados diversos contadores de forma a serem ajustados os seus relógios (...)"*.
 - c) Considera a ERSE que: *"consequentemente, o exercício de avaliação dos impactes económicos observados pelos consumidores requer a estimativa dos desvios horários anteriores ao esforço desenvolvido pela EDP Distribuição visando a correção de anomalias de contagem"*.
 - d) Entende a ERSE que é possível determinar a distribuição dos desvios horários dos contadores, antes da intervenção massiva que a EDP Distribuição levou a cabo no acerto dos relógios dos contadores: *"com base em informação anteriormente enviada pela EDP Distribuição no âmbito da caracterização das anomalias que justificaram a aprovação da Diretiva n.º 10/2012"*.
4. Sobre os referidos pressupostos, o CT tece os seguintes comentários:
 - a) A aplicação de uma banda de tolerância de 60 minutos por parte da EDP Distribuição é inaceitável para uma relação contratual estabelecida com base numa diferenciação horária perfeitamente explícita. Este facto, omitido até à data e apenas revelado no âmbito da presente auditoria, contraria a obrigação da EDP Distribuição de garantir a exatidão dos seus instrumentos de medida e de faturação, e inibiu os consumidores da legítima expectativa e do direito de usufruírem plenamente, e sem limitações, do plano tarifário contratado.
 - b) Fica também patente, com o atrás exposto, que a situação anterior à diretiva n.º 10/2012 aponta para a existência de desvios horários superiores aos determinados pela auditoria em dezembro de 2012 (*"95,2% dos contadores apresentavam desvios horários inferiores a 10 min"*).
 - c) O processo de estimativa da distribuição dos desvios horários utilizado pela ERSE continua a basear-se em dados exclusivamente fornecidos pela própria EDP Distribuição.
 - d) Esses dados reportam exclusivamente aos desvios horários dos contadores com erro de software na mudança da hora legal de inverno ou de verão abrangidos pela diretiva n.º 10/2012, considerando a ERSE: *"que os desvios horários anteriores à diretiva coincidem com os desvios horários observados pela amostra de (14.067) contadores sujeita ao erro de software, corrigindo-se os efeitos desse erro com impacte nos desfasamentos em torno das duas horas"*.
 - e) Sem prejuízo das explicações adicionais fornecidas na reunião tida em 11 de abril de 2013 com a ERSE, a pedido do próprio CT, no sentido, entre outros aspetos, de apurar a suficiência da amostra para o efeito pretendido, conclui o CT que não é possível colmatar o facto, principal, de não se tratar de uma amostra minimamente aleatória.
 - f) Outro elemento determinante a considerar no cálculo da compensação a pagar pela EDP Distribuição aos clientes em tarifa bi-horária e tri-horária são os *"efeitos económicos em cada*



consumidor dos desvios horários dos contadores". Para o efeito a ERSE adota o perfil padrão de consumo "tipo C", representativo da generalidade dos consumidores em BTN³⁸¹. O facto de se considerar o perfil de consumo combinado para os clientes das várias tarifas implica uma distorção em relação ao comportamento esperado de (e recomendado para) um consumidor em tarifa multi-horária.

- g) A ERSE, ciente dessa limitação, refere que: "considera-se relevante proceder a um exercício semelhante ao já apresentado, mas considerando um perfil de consumo mais elástico com base nos hábitos de consumo específicos dum consumidor de tarifa bi-horária. Diversos estudos propõem a adoção de valores de elasticidade cruzada para os consumidores residenciais de 0,05%. Esta situação conduz a uma transferência de 5% do consumo do período de fora de vazio para o período de vazio, na medida em que a diferença de preços é de 100%".*
 - h) Em princípio, esta aproximação constituiria uma forma de ajustar o perfil C, de forma a criar um cenário mais realista do comportamento dos consumidores que usam a tarifa bi-horária. Contudo, nota o CT que, salvo melhor entendimento, esta opção da ERSE constitui uma solução pragmática, mas com menor aderência quantitativa ao perfil de um consumidor que procura aplicar os incentivos de uma energia mais barata em períodos de vazio.*
 - i) A ERSE apresenta outra premissa base para o cálculo da compensação a atribuir aos clientes multitarifa, que é o período a partir do qual se considera que os desvios horários se têm vindo a acumular e que o regulador entende ser o ano de 2009: "Para obter o valor total da subsídio cruzada associada aos desvios horários é necessário recordar que em 2008 foram determinados novos períodos horários para aplicar a partir de 2009 e que a EDP Distribuição procedeu à adequação dos contadores a essa nova realidade. É aceitável considerar que os desvios dos relógios dos contadores têm vindo a aumentar desde esse momento. Em resultado do referido considera-se que o valor total da subsídio cruzada abarca a deriva acumulada desde 2009 até ao momento atual, resultando na necessidade de duplicar os valores anuais anteriormente identificados".*
 - j) Ora, como o reporte de anomalias dos relógios dos contadores só foi "aperfeiçoado" de +/- 1 hora para +/- 15 minutos durante o segundo semestre de 2012, entende o CT que a ERSE não está a considerar devidamente os desajustes que existiram até 2009, sendo que a prática de acerto dos relógios somente em casos de desvios superiores a uma hora, teve, provavelmente, largos anos de vigência.*
 - k) Por outro lado, não pode também o CT deixar de manifestar a sua discordância quanto ao pressuposto assumido pela ERSE de que "à semelhança do adotado na Diretiva n.º 10/2012, no cálculo dos valores da subsídio cruzada são consideradas todas as situações com desvios superiores a dez minutos"³⁸². Com efeito, não tendo sido comunicado aos consumidores, até à data, a possibilidade de desvios horários na contabilização da energia consumida, em nenhum suporte (contratos, folhetos, site, faturas, etc.), não se afigura correto isentar a determinação dos valores de compensação dessa banda de tolerância.*
- 5.** Ponderadas todas as considerações anteriores, os diversos interesses em presença bem como a eficácia do sistema regulatório em vigor, o CT:

³⁸¹ O perfil C diz respeito a uma média de todos os clientes, independentemente do regime tarifário, ou seja, inclui clientes com tarifa simples, bi-horária e tri-horária, sendo que existem 4 287 868 clientes em tarifa simples, 752 959 em tarifa bi-horária e 39 636 em tarifa tri-horária.

³⁸² É preciso notar que o CT não encontra, na Diretiva n.º 10/2012, qualquer referência à admissão de 10 minutos na determinação dos montantes compensatórios. Pelo contrário, é assumido um desvio de 2 horas e 3 horas, respetivamente, em função da anomalia ser no erro de reparametrização ou erro pela baixa precisão dos contadores.



- a) Concorda com a proposta apresentada pela ERSE de atribuição de uma compensação aos consumidores não abrangidos pelo âmbito de aplicação da Diretiva n.º 10/2012, suportada pelo operador de rede de distribuição tomando em consideração as compensações entretanto já pagas e comprovadas.
- b) Sugere que para efeitos de determinação do quantum da compensação referida na alínea anterior, seja utilizada a mesma metodologia e pressupostos constantes da Diretiva n.º 10/2012, mantendo uma desejável uniformidade independentemente da origem dos desvios que possam ocorrer.

J — RETIFICAÇÕES PONTUAIS AO TEXTO DA PROPOSTA DE DIRETIVA

Sem prejuízo do supra exposto, o CT, tendo analisado ponto a ponto o texto da proposta de diretiva, sempre sugeriria a retificação da mesma nos seguintes termos:

- ✓ Na alínea a) do n.º 1 — identificar a data a partir da qual se inicia a contagem, por exemplo "a contar da publicação";
- ✓ Na alínea b) do n.º 2 — corrigir de "ás" para "às";
- ✓ Na alínea c) do n.º 2 — acrescentar o período durante o qual deve ser mantida a documentação, por exemplo "durante o período de 5 anos";
- ✓ Na alínea c) do n.º 3 — clarificar que a verificação deve ser feita de forma sistemática, mas, também, simultânea no âmbito da leitura dos contadores e corrigir o período de manutenção de registo de 3 para 5 anos;
- ✓ Na alínea d) do n.º 5 — estabelecer um prazo mais alargado para o processamento das compensações, sugerindo-se 60 dias;
- ✓ No ponto 2 das deliberações do Conselho de Administração, suprimir a referência ao cumprimento da regulamentação que, por definição deve ser cumprida; e no ponto 4 suprimir o advérbio obrigatoriamente uma vez que já se trata de uma determinação cujo cumprimento é obrigatório.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 18 de abril de 2013.



◆ Alteração às regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica – PPEC ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"³⁸³.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração às regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)*"³⁸⁴ cabendo ao CT nos termos da lei e regulamento, emitir o seu parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. A proposta apresentada pela ERSE é uma resposta ao determinado pela Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro que, por um lado, "*estabelece as regras sobre os critérios e procedimentos de avaliação a observar na seleção e hierarquização das candidaturas apresentadas aos concursos realizados no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) previsto no Regulamento Tarifário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE.*" (cf. art.º 1.º) e por outro, estipula como prazos a atender:
 - a) 45 dias para a ERSE adaptar a regulamentação do PPEC, em conformidade com a referida portaria (cf. art.º. 7.º, n.º 1) e,
 - b) 30 dias para a definição, por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, dos critérios de avaliação relacionados com objetivos e instrumentos de política energética (cf. art.º. 7.º, n.º 2 e 5.º, n.º 1, alínea b)).
2. Na proposta remetida, o regulador³⁸⁵ refere expressamente que para cumprimento dos prazos estabelecido na regulamentação foram introduzidas alterações "minimalistas", pois: "*durante 2013 será efetuada uma consulta pública mais abrangente onde serão propostas alterações mais profundas às regras sobre as quais todos os agentes se poderão pronunciar*".
3. Assim, a proposta sobre a qual o CT se pronuncia é assumidamente transitória e antecede uma consulta pública, em 2013, a qual, essa sim, permitirá uma discussão mais generalizada sobre as regras do PPEC sustentada na experiência desde 2006.
4. A ERSE aproveita para introduzir "alterações adicionais" visando a "melhoria e simplificação" dos procedimentos associados ao PPEC. Ainda, a ERSE propõe prazos de apresentação e aprovação de candidaturas ao PPEC, para o biénio 2013-2014, que se afiguram impraticáveis e inexequíveis, desde logo, o lançamento dum concurso até 15 de março de 2013 e, depois, o início de implementação das medidas aprovadas, a 15 de outubro de 2013, data esta em que, previsível e desejavelmente, as novas regras do PPEC, resultantes da consulta pública, estarão concluídas e mesmo publicadas.

³⁸³ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.

³⁸⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "*documento*" ou "*proposta*".

³⁸⁵ Cf. Pág. 5 da proposta.



5. Acresce também o facto de, para o PPEC 2013-2014, o prazo para a apresentação de candidaturas dado aos promotores ser tão reduzido que, os novos requisitos não apenas dificultarão a apresentação de medidas mais elaboradas como tenderão a excluir a participação de potenciais promotores, com menores recursos humanos e financeiros que lhes permitam organizar uma candidatura em dias.
6. O encaixe dum concurso no ano de 2013 ao abrigo de regras transitórias quando, em simultâneo com a apreciação das candidaturas, decorrerá uma revisão de fundo das regras do PPEC carece de sentido e será causador de bloqueios e dificuldades quer na implementação, quer na avaliação das medidas.
7. Ora, o PPEC é suportado – financiado - pelas tarifas pagas pelos consumidores sendo qualificado como custo de interesse económico geral, que representava em 2012 e para 2013 um valor aproximado de 11,5Milhões em cada ano.
8. Assim, o CT considera ser essencial que exista uma avaliação atempada das medidas aprovadas e executadas no âmbito do PPEC e lamenta que, no momento em que simultaneamente se discutem alterações regulamentares para aplicação em 2013-2014 e se planeia uma revisão global das regras, não sejam públicas as avaliações relativas aos anos...2008, 2009, 2010, 2011, 2012.
9. Por esta razão, o Conselho entende ser inaceitável uma avaliação tardia das medidas, com risco de repetição de eventuais erros que só a avaliação atempada consegue sustentar e recomenda à ERSE a célere elaboração de relatórios com avaliações, definitivas ou intercalares, das medidas aprovadas e implementadas desde 2008 até 2012, incluindo o reporte dos montantes suportados ou restituídos às tarifas.
10. Neste contexto o Conselho entende que as alterações a introduzir neste momento, porque transitórias e para efeitos de cumprimento de determinação regulamentar, mas com aplicação prática diminuta com o adiamento do lançamento do concurso para o final do ano 2013, devem circunscrever-se às decorrentes da regulamentação.
11. Na prática, aconselha o CT que a ERSE não introduza coexistência de três regimes de PPEC: o atual, o transitório e o que resultar da consulta pública.
12. Donde, o CT considera que a data de abertura do concurso para o biénio 2013-2014 deveria ser suspensa e só ser aberto após a revisão global das regras do PPEC resultantes da discussão em consulta pública.
13. Sem prejuízo do afirmado, enquanto contributo para as novas regras do PPEC que a ERSE apresentará para discussão pública em 2013, o CT tece, e tendo por referência os artigos da proposta, alguns comentários em sede de especialidade.

II - ESPECIALIDADE

Artigo 4.º, alínea i)

1. Na proposta de revisão das regras aplicáveis ao PPEC, é considerado o disposto no n.º 3 do art.º 4.º da Portaria nº 26/2013, de 24 de janeiro, ao assumir explicitamente o financiamento, direto ou indireto, da aquisição de equipamentos de contagem de energia elétrica como uma medida não elegível.
2. Considera a ERSE, ainda assim, que tal não impossibilita o financiamento de "*sistemas de gestão de consumo*", desde que distintos dos referidos equipamentos de contagem através do disposto no art.º 4, alínea i), fundamentando a ERSE a sua opção por considerar que esses sistemas de gestão de consumo incrementam a elasticidade da procura.
3. Sem prejuízo de se poder aceitar o princípio atrás referido, considera o CT que a definição de "*sistema de gestão de consumo*" deve ser mais criteriosa a fim de poder ser considerada uma medida elegível.



4. Não é clara, também, a diferença com as medidas previstas na alínea h), intituladas de medidas de "gestão da procura".
5. Sugere, assim, o CT uma fusão das alíneas h) e i) - como por exemplo "h) *Sistemas de gestão da procura, nomeadamente gestão de carga e sistemas de controlo de potência, desde que distintos dos equipamentos de contagem de energia elétrica referidos no n.º 4 [...]*" - complementada por uma adequada definição do objeto de financiamento.

Artigo 8.º, alínea g)

6. O CT entende também que a proposta da ERSE no sentido de aumentar a restrição do tamanho das medidas tangíveis no concurso destinado a todos os promotores, de 1/3 para 1/6 do orçamento definido para o respetivo concurso, poderá configurar um fator de exclusão de medidas que, embora de maior dimensão e apesar do risco de incumprimento associado à sua implementação, poderiam verificar-se mais eficientes, benéficas e inovadoras do que outras de menor dimensão.
7. Neste sentido, o CT sugere que seja ponderado: a) a manutenção da percentagem e redação em vigor, ou b) a acomodação dum regime de exceção da aplicação da limitação de 1/6 – com base em critérios objetivos e quantificáveis - que pudesse abranger medidas que, comprovadamente, se apresentassem mais eficientes que outras medidas candidatas.

Plano de Verificação e Medição

8. A proposta considera não elegíveis todas as medidas para as quais não seja apresentado um "Plano de verificação e medição", plano este que tem como objetivo, como o próprio nome indica, verificar e medir os resultados alcançados pelas medidas mas que, por natureza, será de difícil execução nas medidas intangíveis: uma vez que os parâmetros de avaliação destas medidas o não permite, restando apenas a contabilização dos impactes, pode conduzir-se à exclusão das medidas intangíveis do PPEC.
9. O CT concorda com a aplicação de um plano de verificação e medição quer a medida tangíveis, quer intangíveis (cf. art.º 8.º) mas os requisitos previstos (art.º 26.º) não têm aplicabilidade às medidas intangíveis, pelo que, a ERSE deve compatibilizar o texto a estas preocupações, clarificando melhor a aplicabilidade às medidas tangíveis.
10. Ora, sendo o plano de verificação e medição importante para a avaliação e seleção das melhores medidas, e posteriormente para verificar o cumprimento dos objetivos preconizados, sendo que a proposta prevê que a verificação e medição seja efetuada por entidades externas independentes do promotor, considera o CT que:
 - a) O plano deve ser entendido numa lógica global de racionalização de procedimentos e de eliminação de atos inúteis, o que não sucede no caso concreto visto estarmos perante uma alteração transitória, desacompanhada da esperada avaliação e revisão das regras do PPEC. Donde, ao invés de simplificar, introduz um fator novo de complexificação e um custo adicional.
 - b) O requisito de recurso a "entidades externas independentes do promotor" aumenta os custos das medidas para os promotores, o que pode ser um elemento dissuasor para os promotores. Para além disso, seria prudente que própria identificação da entidade "externa" fosse um elemento constante da candidatura.
 - c) Carece de aprofundamento e discussão se a tarefa de verificação do cumprimento das medidas, que é essencial, deve ser cometido e prosseguido pela ERSE ou outrossim, como proposto, por auditores externos.
11. Donde, a proposta da ERSE, ao invés de simplificar, introduz um fator novo de complexificação, um custo adicional e existe ajustamento para as medidas intangíveis.

**Artigos 35.º e 37.º**

12. A ERSE acrescenta ao período de reclamação previsto após a publicação dos relatórios de avaliação, a possibilidade do anúncio de desistência por parte dos respetivos promotores.
13. Considerando que poderão, efetivamente, existir razões para a ocorrência de desistências, julga, ainda assim, o CT, que a presente proposta carece de indicação quanto ao destino dos fundos afetos às medidas que anunciam a sua desistência, informação esta cuja importância é proporcional aos montantes envolvidos.
14. Mantendo-se a regra de que os valores previsionais das desistências que ocorram fora deste período de reclamação revertam para as tarifas, sugere então o CT uma reafecção, destas ações participadas em outros projetos de valor e interesse.
15. Ainda, deverão estar previstas sanções, como a impossibilidade de concorrer novamente ao próximo PPEC em caso de manifesta irrazoabilidade do pedido e das razões invocadas para a desistência.

Medidas tangíveis e intangíveis

16. As medidas passam a ser avaliadas não só face aos critérios relativos a eficiência no consumo de energia elétrica (ERSE) mas, também, face aos relacionados com objetivos e instrumentos de política energética (DGEG), tendo cada um destes grupos de critérios um peso relativo de 50% (art.º 14.º A).
17. O facto de as medidas serem agora avaliadas em paralelo pela DGEG, à luz de critérios de política energética, nomeadamente relacionados com outros mecanismos e instrumentos de política energética, parece positivo.
18. Assim, evita-se a duplicação de financiamento a medidas (como as CFL, que estão já previstas no PNAEE).
19. Devido à existência de um novo grupo de critérios relativos à política energética, são eliminados os critérios não métricos da seriação das medidas tangíveis na avaliação da ERSE (qualidade de apresentação da medida, capacidade de ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador, equidade, inovação, experiência em programas semelhantes) [Artigo 22.º].
20. Admite-se que tais parâmetros serão avaliados no âmbito dos critérios relativos à política energética, que se espera sejam previamente conhecidos. Avaliando apenas os critérios métricos: Análise benefício-custo (peso global de 70%, com 45% para Rácio Benefício-Custo (RBC) proporcional e 25% para a RBC ordenada), risco de escala (peso 15%) e peso do investimento em equipamento no custo total da medida (peso 15%), poderá ser mais difícil implementar medidas que tencionam ultrapassar as barreiras do desconhecimento e da aversão ao risco.
21. O Conselho entende existir necessidade de ser previsto um mecanismo que permita anular ou mitigar os efeitos dos longos prazos de recebimento após execução da medida (com os inerentes custos não reconhecidos para os promotores).
22. O Conselho recomenda a introdução de mecanismos de pagamentos parcelares ao longo da execução da medida e, ainda que, especialmente para o caso de os promotores serem entidades sem fins lucrativos, a ERSE pondere a realização dum pagamento parcelar inicial, adiantamento, acompanhado das garantias de cumprimento gerais ou específicas que sejam exigíveis.

Free ridership e pay back

23. Deve a ERSE não hesitar em aplicar um fator de "free ridership" ou de penalização pela incerteza comportamental, tal como explicitado no Anexo 1, artigo 1.º



24. Recomenda o CT que as medidas que se possam autofinanciar pelo seu curto prazo de retorno (*pay back*), não sejam contempladas pelo PPEC.

Promotores

25. O CT entende que a maturidade de aplicação do PPEC reivindica o debate em torno das entidades que se podem apresentar como promotoras.
26. Se, por um lado, tendo em conta os objetivos de eficiência e as metas que se pretendem atingir é defensável que o PPEC seja aberto a qualquer tipo de promotor (existindo ferramentas nos concursos que permitem crivar os promotores demasiado pequenos, quantidades mínimas a assignar em cada adjudicação e compromisso de cumprimento mínimo ou demasiado inovadores, concursos de propósito) pode, por outro, ser prudente avaliar se se deverão introduzir precisões terminológicas ou requisitos adicionais, atendendo à experiência do passado (candidatos recorrentes, avaliação de medidas, o escopo social dos candidatos).
27. Assim o CT recomenda que em sede de consulta pública seja reintroduzida a questão das condições necessárias para ser promotor.

Outras observações à proposta da ERSE

28. Sem prejuízo da posição já expressa sobre a proposta concreta e seu caráter transitório, o CT elenca abaixo algumas gralhas que identificou e sempre importaria corrigir:
1. No critério A1 (Artigo 1.º do Anexo I, p. 28) onde está 40 deveria estar 45 (texto e fórmula).
 2. No critério A2 (Artigo 1.º do Anexo I, p. 28)
 - a. Onde está 20 deveria estar 25 (texto e fórmula)
 - b. Identificar a variável "n" com outra letra (por exemplo, "q") para que não se confunda com variáveis noutros critérios
 - c. Explicitar $k = 1, \dots, q$
 3. No critério B (Artigo 1.º do Anexo I, p. 29)
 - a. Onde está 10 deve ser 15 (texto e fórmula).
 - b. Identificar a variável "n" com outra letra para que não se confunda com variáveis já utilizadas noutros critérios.
 4. No critério C (Artigo 1.º do Anexo I, p. 30) onde está 10 deve ser 15 (texto e fórmula).
29. A ERSE eliminou dos anexos aquele que respeitava aos equipamentos. Entende o CT que a listagem de equipamentos deve continuar a existir, ser conhecida pelos promotores aquando da abertura do concurso e ser atualizada com maior regularidade, razão porque deveria constar de Despacho a aprovar pela ERSE e não de anexo às regras em discussão.
30. Finalmente, o CT nota que na sequência da aprovação de novas regras, após discussão pública, existirá uma necessidade de adaptação de documentos e subregulamentação como por exemplo os termos de compromisso e assunção de responsabilidades perante a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, no âmbito das medidas aprovadas ao abrigo do PPEC.



III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 1 de março de 2013.



◆ Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária - bases do caderno de encargos ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE] foi criada pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário [CT] "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"³⁸⁶.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo³⁸⁷.

Em cumprimento dos procedimentos legais estabelecidos, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Presidente do Conselho Tarifário um documento intitulado "*Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária — bases do caderno de encargos*"³⁸⁸, solicitando a emissão de parecer sobre o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

As bases do caderno de encargos para auditoria ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária apresentada pela ERSE surge na sequência de anterior proposta da ERSE e [parecer](#) do CT, que culminaram na Diretiva n.º [10/2012](#), onde é explicitada a realização duma auditoria independente ao universo dos contadores multitarifas no Continente e nas Regiões Autónomas.

Sobre estas bases do caderno de encargos, tece o CT as seguintes observações:

1. REGRAS CONCURSAIS

O Conselho considera importante clarificar que as auditorias a realizar deverão seguir e respeitar as normas do código dos contratos públicos.

2. CARACTERIZAÇÃO DO UNIVERSO DE CONTADORES NO ÂMBITO DAS AUDITORIAS

O CT entende que o universo de contadores a auditar não deve deixar de contemplar os pequenos operadores de redes de distribuição (v.g. cooperativas).

Contudo, o Conselho considera que a ERSE deverá avaliar se esta auditoria deve ser já incluída nas bases do caderno de encargos em apreciação ou se será preferível a sua autonomização tendo em atenção as especificidades destes operadores e os timings de execução previsíveis.

3. TIMING DE EXECUÇÃO

O CT considera que, atenta a delicadeza da matéria sobre a qual se debruça a auditoria, a minimização do timing para a sua execução é importante devendo, por isso, ser devidamente valorizado.

4. INDEPENDÊNCIA E CONFLITO DE INTERESSES DOS AUDITORES

O caderno de encargos deve incluir normas expressas que garantam total independência da entidade auditora, nomeadamente clarificando a noção independência e não permitindo que aquela tenha uma relação de índole comercial com os auditados.

³⁸⁶ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

³⁸⁷ Conf. artigo 85.º dos Estatutos anexos ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

³⁸⁸ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



O CT sugere, por exemplo, que seja aditado no ponto 6 da página 9, referente aos requisitos da entidade para a realização de cada auditoria o seguinte: "*Não ter realizado, nos últimos cinco anos, direta ou indiretamente qualquer auditoria ...*".

5. ENCARGOS COM A REALIZAÇÃO DA AUDITORIA

O Conselho entende que a EDP Distribuição deve suportar os encargos resultantes da realização da respetiva auditoria.

Também, o CT considera que no caso das Regiões Autónomas e dos pequenos operadores de distribuição em BT se forem detetadas irregularidades em resultado das auditorias, deverá ser adotado igual procedimento de não reconhecimento de custos.

6. CONTEÚDO DO RELATÓRIO FINAL E RECOMENDAÇÕES

O CT entende que deve clarificar-se que na "*Análise e avaliação dos procedimentos de reporte de anomalias e da sua correção*" (cf. ponto 7 da página 7) está incluído o registo e análise dos acertos de contadores realizados desde início do corrente ano, comparando-o com período homólogo.

7. ACOMPANHAMENTO DAS AUDITORIAS

O CT solicita à ERSE que mantenha o Conselho informado sobre o desenrolar das auditorias, em particular quanto ao cumprimento de prazos e quanto aos relatórios intercalares, considerando relevante poder pronunciar-se sobre o relatório e recomendações finais.

8. MONITORIZAÇÃO PERMANENTE

O CT entende que a ERSE deverá desenvolver um sistema de monitorização permanente que permita a deteção de situações como aquela que a auditoria pretende verificar, devendo a própria auditoria incluir sugestões de procedimentos.

O CT entende que a proposta da ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações e sugestões expressas no presente parecer.

Aprovado em 17 de agosto de 2012.

◆ Resposta da ERSE ◆

I - GENERALIDADE

Na sequência da aprovação pela ERSE da Diretiva n.º 10/2012, D.R. n.º 129, Série II, de 5 de julho, que determinou a aplicação de compensações aos consumidores cujos contadores multitarifa foram afetados por anomalias de contagem, a ERSE apresentou no dia 24 de julho de 2012 ao Conselho Tarifário (CT) a "Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária – bases do caderno de encargos". O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer em 17 de agosto.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao parecer do CT e os comentários às questões suscitadas.



1 – REGRAS CONCURSAIS

A atividade das empresas reguladas de distribuição de energia elétrica está abrangida pelo código dos contratos públicos pelo que se considera cumprida esta recomendação do CT.

2 – CARACTERIZAÇÃO DO UNIVERSO DE CONTADORES NO ÂMBITO DAS AUDITORIAS

O Conselho de Administração analisou, de forma aprofundada, a proposta do CT relativa ao alargamento da decisão de proceder a auditorias aos distribuidores de energia elétrica. Tendo em conta a realidade específica de cada uma das entidades, bem como os universos onde desenvolvem a sua atividade, o Conselho de Administração determinou aos serviços a elaboração de um estudo sobre a realidade do universo de contadores que se verifica em cada entidade. Mais determinou que, terminados os trabalhos relativos às empresas das Regiões Autónomas, remeteria ao CT uma informação sobre os procedimentos a seguir no universo das Cooperativas Elétricas.

3 – TIMING DE EXECUÇÃO

No contexto do acompanhamento das auditorias, nomeadamente desde a fase de lançamento do concurso e seleção do auditor, a ERSE assegurará que os critérios de seleção incluem a execução da auditoria respeitando os prazos definidos.

4 – INDEPENDÊNCIA E CONFLITO DE INTERESSES DOS AUDITORES

Foi alterado o texto proposto no sentido de incluir a proposta do CT.

5 – ENCARGOS COM A REALIZAÇÃO DA AUDITORIA

O reconhecimento de custos é feito no contexto da regulação económica dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica. No momento de fixação das tarifas anuais de acesso às redes, a ERSE assegurará que os custos da auditoria sejam identificados e separados da restante base de custos regulados. Assim, os custos com a auditoria realizada pela EDP Distribuição serão suportados pela empresa, sendo o mesmo procedimento aplicado aos operadores em que venham a ser detetadas irregularidades, em resultado das auditorias.

6 – CONTEÚDO DO RELATÓRIO FINAL E RECOMENDAÇÕES

Foi alterado o texto proposto no sentido de incluir a proposta do CT.

7 – ACOMPANHAMENTO DAS AUDITORIAS

A ERSE toma nota da preocupação do CT em ser informado sobre o cumprimento dos prazos das auditorias e sobre os respetivos relatórios.

8 – MONITORIZAÇÃO PERMANENTE

Foi alterado o texto proposto no sentido de incluir a proposta do CT.



◆ **Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem** ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE] foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário [CT] "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁸⁹

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.³⁹⁰

Em cumprimento dos procedimentos legais estabelecidos, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Presidente do Conselho Tarifário um documento intitulado "*Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem*"³⁹¹, solicitando a emissão de parecer sobre o mesmo.

No decurso do prazo previsto para emissão de parecer, foi também remetida ao Presidente do CT, pelo Presidente do Conselho de Administração da ERSE uma carta identificada com o assunto: *Auditoria ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária*, na qual informa que em reunião do Conselho de Administração da ERSE de 15 de junho foi decidido "*iniciar o processo conducente à realização duma auditoria ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária*" e que o caderno de encargos desta auditoria "*será remetido ao Conselho Tarifário antes de se proceder à abertura do respetivo concurso*".

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

NOTA PRÉVIA

- 1- A proposta apresentada pela ERSE ao CT foi sucedida duma mediatização do tema nela tratado, traduzida num conjunto de comunicados e contra comunicados de imprensa, entrevistas, oriundas quer de entidades representadas no Conselho, quer da própria ERSE, nos quais se verificaram inúmeras referências ao parecer a emitir pelo CT como elemento central para o desenrolar do processo.
- 2- Sem prejuízo da liberdade de expressão, existindo um órgão do regulador, como é o caso deste Conselho, em que os representantes dos vários interesses têm assento, durante o período em que este se encontra reunido para apreciar as propostas que, nos termos da lei, lhe são apresentadas pela ERSE esse é um fórum privilegiado para expressar as respetivas opiniões, através dos pareceres e declarações de voto, os quais são públicos e publicitados pela ERSE no sítio www.erse.pt.

I

GENERALIDADE

- 1- A proposta objeto do parecer pedido pela ERSE ao CT visa, essencialmente, determinar a compensação aos consumidores afetados pelo desajustamento dos contadores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem.
- 2- Com base no exposto na proposta da ERSE, constata-se que os dois tipos de anomalias identificadas remontam a 2009 (desajustamento da parametrização dos contadores em relação ao novo horário da

³⁸⁹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

³⁹⁰ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 9/2002, de 12 de abril.

³⁹¹ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou proposta".



- tarifa bi-horária criado pelo Despacho n.º 59-2009) e a 2007 (desajustamento dos períodos horários em resultado de uma série de contadores dispor de relógios com precisão inferior ao estatuído), estranhando-se não ter sido detetado até ao final de 2011.
- 3- O parque atual de contadores instalados é de 6 milhões de Clientes, sendo recorrente o Operador da Rede de Distribuição (ORD) - EDP Distribuição - comprar e instalar anualmente cerca de 220 000 novos contadores em todo o território continental;
 - 4- Existem cerca de 850 000 consumidores com tarifa multi-horária exigindo um contador multitarifa, exceto em alguns consumidores de zonas onde a mudança de período tarifária é exercida através de sinal emitido centralmente como é o caso de Lisboa e Porto. Importa mencionar que o problema não existe nos contadores de baixa tensão que tenham telecontagem ou sincronismo centralizado de acerto dos relógios.
 - 5- Entre os dados da proposta da ERSE, destaca-se que: (i) com a decisão regulamentar de alterar o período horário de vazio — sustentada pelo próprio CT -, antecipando 1 hora no período de hora legal de verão, a EDP Distribuição iniciou em 2009 a reparametrização dos contadores de bi-horária; (ii) Os clientes cujos contadores não tinham sido reparametrizados no final do ano de 2009, foram compensados, por esse atraso, com um crédito associado à transferência de 3,1% dos consumos de fora de vazio para o de vazio;
 - 6- O CT considera que, face à atual proposta da ERSE, não pode deixar de ser referido que:
 - a. A quantificação do número de contadores com as anomalias descritas na proposta da ERSE baseia-se, única e exclusivamente, nos dados fornecidos pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) - EDP Distribuição.
 - b. A proposta da ERSE contempla apenas a opção tarifária bi-horária, podendo o problema afetar igualmente os clientes com a opção tri-horária.
 - 7- No entender do CT, razões de imparcialidade e de isenção quanto aos números apresentados e à dimensão do problema, exigem que a ERSE não limite a sua avaliação e diagnóstico do problema de anomalias nos contadores aos dados do ORD, tomando-se imperativa a realização duma auditoria independente, de outra dimensão e profundidade para cabal conhecimento da realidade.
 - 8- Não deixa o CT de lembrar que os desajustamentos se terão verificado em ambos os sentidos, razão adicional para que o esclarecimento seja tão completo quanto possível, permitindo o próprio ORD reagir sobre os fornecedores de equipamento e prestadores de serviços.
 - 9- O CT recorda que, de acordo com o estabelecido no [Regulamento Tarifário](#), a existência destes desajustamentos não tem um impacto nos proveitos do ORD, uma vez que são fixados *a priori* e corrigidos, em sentido positivo ou negativo, passados dois anos.
 - 10- Entende o CT dever manifestar que o problema detetado deve ser total e urgentemente sanado, de forma independente, transparente e justa, a fim de restabelecer a base de confiança que é fundamental manter.
 - 11- Tendo o CT sido informado pela própria ERSE que iria despoletar uma auditoria e que o respetivo caderno de encargos seria remetido ao CT antes da abertura de concurso público, o CT:
 - (i) Acolhe positivamente a decisão da ERSE;
 - (ii) Sublinha a necessidade de imprimir urgência à realização desta auditoria, devendo o concurso público ser aberto no prazo máximo de 60 dias a contar da data da votação do presente parecer;
 - (iii) Sugere que a ERSE procure obter uma participação ativa dos representantes dos consumidores - principais afetados - na definição e acompanhamento da auditoria;



(iv) Inclua as empresas reguladas das Regiões Autônomas na auditoria.

II

ESPECIALIDADE

A - REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SETOR ELÉTRICO (RRC) E GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS (GMLDD)

1. O CT relembra que o [RRC](#) apresenta as características e estabelece os procedimentos a adotar relativamente aos equipamentos de medição, a saber: as suas características, nomeadamente a classe de precisão mínima; verificação obrigatória; verificação extraordinária; adaptação e correção de erros de medição.
2. Analogamente encontram-se estabelecidas no [GMLDD](#) as regras e os procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados, bem como a realização de auditorias ao cumprimento do mesmo, nos termos do art.º 8.º do RRC.
3. De uma forma clara estão igualmente alocados, no GMLDD, os encargos com as verificações obrigatórias, extraordinárias e de adaptação dos equipamentos de medição, bem como da correção de erros de faturação e a metodologia a adotar para a sua quantificação.

B - AUDITORIAS

- 1 Constata o CT que a proposta da ERSE refere a existência de cerca de 22 500 de contadores estáticos adquiridos pela EDP Distribuição em 2007, dotados de um relógio com uma precisão inferior à referida nas especificações técnicas de qualificação para o concurso de aquisição, de que resulta o avanço ou atraso do relógio fora da tolerância da precisão definida, e ainda de desajustamento dos períodos horários de contadores (híbridos) de tarifa bi-horária afetando cerca de 84 000 clientes.
- 2 Entre 4 de janeiro e 5 de maio de 2010, a EDP Distribuição promoveu, sob supervisão da ERSE, uma auditoria aos procedimentos previstos no GMLDD, nos termos estabelecidos no RRC, cuja abrangência e conclusões se encontram disponíveis no [site](#) da ERSE.
- 3 A referida auditoria contemplou, entre outros, a avaliação do funcionamento e da robustez dos mecanismos de controlo; deteção e correção de erros e de anomalias; e do grau de confiança quanto à fiabilidade e integridade dos dados de contagem.
- 4 Das conclusões da referida auditoria não constam quaisquer referências a erros ou anomalias dos equipamentos de contagem dado que não se destinavam a esse efeito.
- 5 O CT recomenda que, futuramente, estas auditorias efetuadas ao abrigo da regulamentação em vigor passem a contemplar a verificação do tipo de anomalias agora detetado.

C - TIPIFICAÇÃO E VALORIZAÇÃO DAS ANOMALIAS DE MEDIÇÃO

1. Apresenta a ERSE, na sua proposta, uma metodologia para compensar os consumidores das anomalias de medição dos relógios nos contadores bi-horários. Para o efeito, e na invocada ausência de dados de leitura dos consumos por instalação, faz recurso a um perfil de consumo padrão procurando uma abordagem estatística do impacto observado pelos consumidores.



2. A ERSE cita as seguintes anomalias de medição e respectivos impactos estatisticamente esperados:
- *Reparametrização incorreta de contadores*
 - a) Os relógios dos contadores reparametrizados no Período da Hora Legal (PHL) de verão, apresentam no PHL de inverno, um avanço de 2 horas estatisticamente o valor esperado do impacto das situações descritas beneficiou os clientes;
 - b) Os relógios dos contadores reparametrizados no PHL de inverno, apresentam no PHL de verão um atraso de 2 horas - estatisticamente o valor esperado do impacto das situações descritas prejudicou os clientes.
 - *Precisão insuficiente do relógio do contador (precisão definida corresponde a um atraso ou adiantamento máximo de 2,5 min por ano)*
 - a) Relógio adiantado ou atrasado dentro da tolerância da precisão definida - impacto desprezável pois o contador operou dentro das tolerâncias especificadas;
 - b) Relógio adiantado fora da tolerância da precisão definida - estatisticamente o valor esperado do impacto das situações descritas beneficiou os clientes;
 - c) Relógio atrasado fora da tolerância da precisão definida - estatisticamente o valor esperado do impacto das situações descritas prejudicou os clientes.
3. O CT tem reservas quanto às conclusões e dados estatísticos apresentados, considerando que os mesmos não permitem retratar devidamente os diferentes tipos de consumidores afetados e respectivos comportamentos em termos de consumo de energia. Entre outros aspectos deve referir o seguinte:
- a) As opções tarifárias em causa abrangem consumidores que não só os domésticos, onde se incluem micro e pequenas empresas, com perfis de consumo totalmente diferentes;
 - b) O perfil padrão adotado é de um consumidor BTN³⁹² que não retrata devidamente o perfil bi-horário;
 - c) Os consumidores com plano tarifário bi-horário em ciclo semanal não estão a ser devidamente considerados;
 - d) Não são analisados, na proposta da ERSE, os consumidores com opção tarifária tri-horária.
 - e) A estimativa que a ERSE apresenta para a "*percentagem de energia do período fora do vazio sobrestimada em resultado de atrasos no relógio do contador*"³⁹³, com base no perfil padrão, pode encontrar-se aquém do real. Algumas estimativas simples de consumos no horário de vazio com tradicionais eletrodomésticos (máquinas de lavar roupa, loiça, ferro de engomar, etc.) — comportamento perfeitamente legítimo e natural - sugerem uma maior percentagem a ser considerada.
4. Ainda, o CT entende que a ERSE deve clarificar o ano do perfil considerado para efeitos de compensações, bem como, ter em conta que, dependendo da anomalia em causa, os consumos foram referentes aos anos de 2007 a 2012 e no cálculo do consumo médio anual por consumidor tipo a ERSE apenas tomou em consideração valores esperados para 2012.

³⁹² Perfil de consumo correspondente à classe C com potências contratadas inferiores ou iguais a 13,8 kVA e consumos anuais inferiores ou iguais a 7140 kWh.

³⁹³ A título de exemplo, e para uma hora de atraso do contador face à hora legal, a ERSE estima e considera 3.9% do consumo no período fora de vazio como consumo pertencente ao período de vazio com o horário em vigor.



D - COMPENSAÇÃO DOS CONSUMIDORES AFETADOS PELAS ANOMALIAS DE MEDIÇÃO

1. A estimativa da ERSE para o impacto das compensações a atribuir aos consumidores afetados pelas anomalias de medição é de cerca de 1,5 milhões de Euros, valor este relativamente ao qual o CT não encontra justificação na proposta.
2. Igualmente, o CT entende ser importante, para a inequívoca quantificação da situação, o conhecimento do impacto referente aos consumidores que terão beneficiado das anomalias de medição em análise.
3. Sem prejuízo de poder vir a ser reconhecida como a única opção metodológica possível, o CT solicita que sejam sondadas alternativas ao uso de um único perfil padrão em BTN que não retrata, em bom rigor, os diferentes consumidores típicos em planos multitarefas.
4. O CT considera que a ERSE deve estender à tarifa tri-horária e a todas as situações em que se verifique o mesmo tipo de anomalias, o novo regime de compensações a aprovar.
5. O CT considera, também, que a ERSE deve clarificar que o novo regime de compensações a aprovar se aplica a todas as situações detetadas a partir da entrada em vigor da diretiva e também às situações entretanto já solucionadas, atendendo a que o ORD já iniciou um processo de intervenção e correção das anomalias detetadas.
6. Sem prejuízo do exposto anteriormente, aceita o CT, como princípio genérico, a regra proposta pela ERSE subjacente à aplicação automática das compensações devidas, da iniciativa do ORD e não sendo necessário que o consumidor o exija, através de uma única devolução automática, em euros, a pagar pelo ORD na faturação do comercializador do cliente, devendo este evidenciar o valor e a origem do movimento na respetiva fatura.
7. Com vista a uma prevenção de situações semelhantes no futuro, é entendimento do CT que a ERSE deverá procurar regulamentar de forma mais rigorosa e exaustiva a obrigação contratual do distribuidor manter um controlo rigoroso de qualidade dos seus instrumentos de medição e faturação.
8. Finalmente, o CT questiona que na proposta da ERSE apenas se equacione a intervenção no sentido de acertar o relógio "*sempre que seja detetado um desacerto superior a minutos*"³⁹⁴ no âmbito das leituras dos contadores (periodicidade trimestral).

III

CONCLUSÃO

O CT entende que a proposta da ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações e sugestões expressas no presente parecer

Aprovado em 26 de junho de 2012.

³⁹⁴ Dado que o *standard* em termos de precisão do relógio aparenta ser de um desvio (atraso ou adiantamento) máximo de 2,5 min por ano, tal grau de liberdade aceita implicitamente uma falha durante três anos.

**◆ Resposta da ERSE ◆**

Uma parte significativa das considerações do Conselho Tarifário obtém resposta cabal e positiva na diretiva já aprovada pelo Conselho de Administração na sua reunião de hoje, 28 de junho de 2012, e que se envia em anexo. Com efeito, face às reclamações apresentadas, verificadas e confirmadas e a obrigação urgente de ultrapassar o problema identificado com total objetividade, foram tomadas as seguintes decisões:

- Todos os clientes com contadores incorretamente reparametrizados (cerca de 84 000) serão compensados financeiramente nos termos estabelecidos pela diretiva aprovada pela ERSE.
- Todos os clientes com contadores, cujos relógios apresentem insuficiente precisão serão compensados financeiramente (o universo total destes clientes é de cerca de 22 500) nos termos da mesma Diretiva. Para estes clientes será aplicada a compensação que corresponde ao maior atraso.
- As compensações financeiras são suportadas exclusivamente pelo operador da rede de distribuição e incluídas como crédito na faturação aos comercializadores dos clientes afetados, devendo os comercializadores evidenciar o valor e a origem da compensação na respetiva fatura aos seus clientes.
- O pagamento das compensações devidas aos clientes deve ser efetuado na primeira fatura a emitir após terem decorrido 30 dias sobre a data de publicação da diretiva da ERSE.
- O pagamento das compensações é efetuado de forma automática através de crédito na fatura de eletricidade, sem necessidade de reclamação dos consumidores afetados.
- Os relógios dos contadores devem passar a ser verificados de forma sistemática em todas as leituras reais efetuadas pelos operadores das redes de distribuição.

Quanto a todas as restantes questões identificadas pelo Conselho Tarifário, serão ponderadas no âmbito do caderno de encargos que será a base para a auditoria a realizar e, ainda após a realização da mesma auditoria. O caderno de encargos para a realização desta auditoria será submetido a parecer do Conselho Tarifário durante o mês de julho.



3. PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO



◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014) ◆ [\[Consulta Pública n.º 49\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, recentemente revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"³⁹⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 (PDIRD-E2014)*"³⁹⁶, cabendo ao CT nos termos da lei e regulamento, emitir o seu parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. O PDIRD constitui o principal instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND), sendo elaborado com periodicidade bianual, tendo em conta as necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento de energia elétrica e o cumprimento de metas de política energética.
2. De uma maneira geral, o documento apresentado justifica adequadamente os investimentos a realizar na RND no período 2015-2019 nos vetores de segurança de abastecimento, qualidade de serviço, eficiência da rede, e eficiência operacional verificando-se uma redução do investimento relativamente ao passado recente.
3. O CT regista com agrado a qualidade do PDIRD 2015-2019 apresentado pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) e as melhorias verificadas, face ao PDIRD anterior, que teve em conta a maioria dos comentários de melhorias propostos pela ERSE no seu parecer ao PDIRD-E 2014, nomeadamente, quanto à caracterização e justificação dos investimentos a realizar e pela envolvimento no processo de instituições de ensino prestigiadas, fundamentando algumas das opções do plano com a realização de estudos.
4. De acordo com a legislação em vigor, o planeamento da RND deve considerar, entre outros, os seguintes aspetos:
 - Assegurar a existência de capacidade nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança, e o seu desenvolvimento adequado e eficiente, no âmbito do mercado interno da eletricidade.
 - Estar coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos definidos na lei.
 - Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade.

³⁹⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos da ERSE.

³⁹⁶ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "*documento*" ou "*proposta*".



- Ter em conta a caracterização da RND, contendo a informação técnica que permita conhecer a situação da rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações.
 - Ter em consideração o RMSA (Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento) mais recente³⁹⁷.
 - Considerar os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares.
 - Considerar as solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.
5. O CT nota que o plano apresentado pela EDPD reflete um decréscimo do valor dos investimentos, face a anos anteriores, justificado com as mais recentes previsões da evolução da atividade económica e projeções de consumo de energia, atento o período de austeridade que o país ainda atravessa. Aliás, o documento do PDIRD indica que a EDPD se ajustou à presente conjuntura, propondo prolongar a vida de equipamentos e fazer uso duma política orientada para a contenção de custos.
 6. Realçando a importância do cumprimento do contrato de concessão e reforçando o seu papel estrutural na economia nacional, o CT entende como benéfico o adiamento faseado de investimentos, sem colocar em causa a qualidade de serviço.
 7. A redução de investimento previsto traduz-se na passagem para valores de CAPEX médios anuais de 95,7M€ em 2015-2016 e 88,7M€ em 2017-2019, o que corresponde uma redução relativamente ao verificado no período 2012-2014, que foi de 127,7M€.
 8. Ainda assim, o CT nota que os investimentos propostos, com reflexo na tarifa de uso da rede de distribuição, e consequentemente na fatura dos consumidores, devem ser, e precisamente pelas razões invocadas pelo ORD, ponderados de forma criteriosa, tanto os montantes, mas, igualmente, a oportunidade dos investimentos.
 9. Os investimentos com impacto na tarifa de uso terão um retorno definido na taxa de remuneração do capital regulada pela ERSE, recomendando o CT o escrutínio dos investimentos propostos.
 10. Nesta medida, o CT recomenda à ERSE que, em futuros planos de redes a enviar ao Conselho Tarifário sejam os mesmos acompanhados de uma análise de impactes tarifários para todos os cenários de investimento considerados.
 11. Não prevendo a legislação no âmbito do PDIRD-E as redes de BT, o CT considera que, em futuras edições, seria profícuo para uma análise global do investimento na rede de distribuição, que aquando da discussão do plano, nos documentos em consulta, fossem apresentados, pelo menos, de uma forma global, os investimentos na rede BT para os dois primeiros anos de cada PDIRD-E.
 12. O CT recomenda que, para permitir a sua correta avaliação pelos interessados, a natureza e quantificação dos custos deverá, no futuro, seguir o mesmo referencial para qualquer exercício de planeamento PDIRT e PDIRD (custos totais, custos técnicos, custos primários.) mais recomendando a utilização dos custos totais.
 13. O CT constata que o PDIRD contempla nalguns ativos (linhas de AT e transformadores AT/MT) o aumento da sua vida média sem comprometer a qualidade de serviço, num quadro regulatório em que não é dado qualquer incentivo à extensão da vida útil.

³⁹⁷ Março de 2013.

**II****ESPECIALIDADE**

1. O PDIRD, sendo um plano de investimento estruturante, identifica e quantifica os recursos necessários para assegurar a existência de capacidade disponível nas redes para a recepção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais.
2. A rede é uma infraestrutura com risco reduzido de ser ultrapassada por outra infraestrutura de energia. Adicionalmente o advento das tecnologias (como o veículo elétrico, a produção distribuída e a gestão da procura) realçam a importância da rede elétrica e das suas aumentadas exigências de segurança, fiabilidade e robustez, contexto este em que o fenómeno conjuntural da diminuição de consumos assume um papel menos relevante.
3. Deste modo, o investimento estruturante deve garantir a cobertura das necessidades localizadas no território quer ao nível da capacidade quer ao nível do consumo final ou produção distribuída. Na rede de distribuição, a evolução do consumo é analisada ao nível local/regional (ao nível da área de influência da subestação). A evolução do consumo ao nível local/regional é muitas vezes assimétrica e pode não estar diretamente relacionada com a evolução do consumo nacional.

A - EVOLUÇÃO DO CONSUMO

1. Apesar dos consumos terem vindo a diminuir ao longo dos últimos anos, as redes de distribuição de energia elétrica continuam a ser objeto de investimento, quer pela necessidade de substituição de equipamentos mais antigos, quer pela introdução de novas tecnologias.
2. A EDP-D apresenta previsões de consumo referido à emissão para os anos 2017 a 2019 superiores aos previstos no cenário superior no RMSA, sendo que a diferença é justificada pela utilização de dados de consumo e de previsões da atividade económica mais recentes.
3. O PDIRD, no seu anexo 8, apresenta projeções baseadas nas mais recentes previsões para a evolução do nível de atividade económica, bem como as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética, as previsões de consumo de eletricidade implicam um acréscimo de 1,6% por ano entre 2013 e 2019, com maior crescimento na atividade industrial que em usos residenciais e nos serviços.
4. A previsão de consumos apresentada deu origem a dois cenários para a evolução da potência máxima na rede em hora de ponta, de acordo com dois modelos alternativos para a referida variável.
5. As projeções da ponta máxima na rede são, em geral, mais conservadoras que as apresentadas no cenário mais exigente do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030 (RMSA), bem como do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT), situando-se um pouco acima do cenário base do RMSA.
6. Neste sentido, considera o CT que é indispensável a um plano desta natureza que sejam efetuadas análises de sensibilidade ao plano de investimento considerando diferentes cenários de consumo.

B - IMPACTOS E BENEFÍCIOS

1. No PDIRD-E 2015-2019, ponto 7.4, são apresentados os benefícios esperados para dois vetores de investimento, qualidade de serviço e eficiência da rede, onde se pode verificar os benefícios esperados dos investimentos na redução da END, dos indicadores de qualidade de serviço e nas perdas em AT e MT.



2. Contudo, o plano não contém qualquer estimativa dos benefícios esperados dos investimentos no vetor segurança de abastecimento e no vetor eficiência operacional, onde está previsto um aumento significativo do investimento, na rubrica dos investimentos inovadores.
3. Quanto aos investimentos inovadores, pelo risco acrescido que lhes está inerente, deve ser objeto de uma análise custo-benefício mais detalhada podendo, este tipo de investimento, ter um prémio na remuneração de ativos, dependendo do efetivo mecanismo de incentivo que venha a ser adotado pela ERSE. Como tal, dada a dificuldade de efetuar ex-ante e de forma rigorosa análises custo-benefício para este tipo de projetos importa aferir os benefícios do investimento pela ERSE.
4. O CT recomenda que, futuramente, seja incluído na consulta pública PDIRD-E uma análise mais detalhada dos benefícios esperados nos investimentos, com especial detalhe nos investimentos inovadores na eficiência operacional, sendo que são os investimentos de maior risco, com um duplo impacto nas tarifas (CAPEX e OPEX).

C - CONTROLO EX-POST DOS BENEFÍCIOS

O CT insta a ERSE para desenvolver um acompanhamento e elaborar um balanço da implementação do plano de investimento e dos benefícios obtidos na qualidade de serviço, perdas nas redes e na redução dos custos da EDP-D, de modo a que, antes de cada proposta de PDIRD-E, seja apresentado o balanço do plano anterior.

D - PERDAS GLOBAIS NA REDE

1. O CT constata que as perdas globais nas redes de distribuição tiveram um aumento elevado, num cenário de redução de consumo e do aumento da produção distribuída.
2. Atendendo ao exposto, o CT considera relevante que sejam apresentadas as perdas por nível de tensão e que se desenvolva uma análise do fenómeno do aumento das perdas globais, bem como uma diferenciação entre perdas totais e perdas técnicas.

E - IMPACTO TARIFÁRIO DO PDIRD

1. O CT constata que o investimento médio anual previsto para o período 2015-2019 do plano, de 91,6M€, é inferior em cerca de 36M€ face à média de 127,7M€ verificada nos últimos três anos.

Tabela 10.3: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2015-2019⁶

| Investimento por Natureza de obra (milhões de euros) | Média 3 últimos anos | PDIRD 2015-2019 | | | | | |
|---|-------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|
| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Total 2015 - 2019 |
| Investimento Obrigatório | 20,5 | 16,6 | 16,4 | 17,2 | 17,6 | 18,1 | 85,9 |
| AT | 2,5 | 2,2 | 2,0 | 2,1 | 2,2 | 2,3 | 10,8 |
| MT | 18,0 | 14,4 | 14,3 | 15,0 | 15,4 | 15,9 | 75,1 |
| Investimento Iniciativa da Empresa | 117,4 | 91,0 | 88,5 | 83,5 | 83,0 | 84,5 | 430,7 |
| AT | 17,8 | 11,3 | 11,3 | 8,8 | 8,8 | 9,2 | 49,4 |
| MT | 99,5 | 79,7 | 77,2 | 74,8 | 74,3 | 75,4 | 381,3 |
| Total Realização EDP Distribuição (1) | 137,9 | 107,6 | 104,9 | 100,7 | 100,7 | 102,7 | 516,5 |
| Comp. Financeiras AT + MT (2) | 10,3 | 9,9 | 11,0 | 12,1 | 12,6 | 13,1 | 58,8 |
| AT | 5,1 | 4,9 | 5,4 | 6,0 | 6,2 | 6,5 | 29,0 |
| MT | 5,2 | 5,0 | 5,6 | 6,1 | 6,4 | 6,6 | 29,7 |
| Comp. Espécie AT + MT (3) | 7,4 | 5,9 | 6,2 | 7,0 | 7,4 | 7,7 | 34,2 |
| AT | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 4,2 |
| MT | 6,5 | 5,1 | 5,5 | 6,1 | 6,5 | 6,8 | 30,0 |
| CAPEX EDP Distribuição (1-2) | 127,7 | 97,7 | 93,9 | 88,6 | 88,0 | 89,6 | 457,8 |
| Ativos Acresc. à Rede (1+3) | 145,3 | 113,4 | 111,1 | 107,7 | 108,1 | 110,4 | 550,8 |

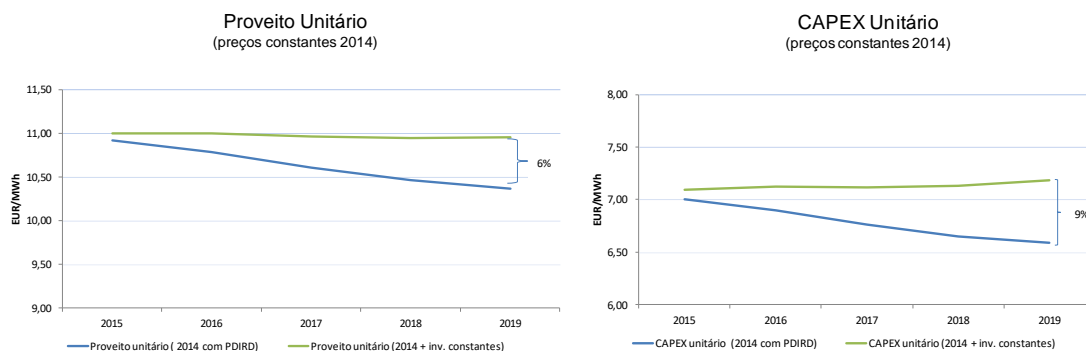
Nota: custos primários

Fonte: Página 153 do PDIRD-E



2. Na apresentação da ERSE ao Conselho Consultivo relativa à proposta de PDIRD-E, entretanto disponibilizada ao CT, constata-se o contributo deste plano para a redução tanto do proveito unitário como do capex unitário, em 6% e 9% respetivamente, face a um cenário de manutenção dos investimentos a preços constantes de 2014, e considerando o cenário de procura RMSA superior.

2ª simulação: Impactes dos investimentos do PDIRD, para o mesmo cenário de procura (RMSA superior)



Fonte: Página 23 da apresentação da ERSE ao Conselho Consultivo sobre o PDIRD-E

3. Adicionalmente refira-se que, de acordo com a proposta tarifária, o impacto da tarifa de uso de rede de AT/MT é reduzido, quer nas tarifas de acesso como nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, conforme se pode constatar na proposta tarifária para 2015 apresentada a este Conselho.
4. Nas tarifas de acesso em AT, MT, BTE e BTN³⁹⁸ o impacto em 2015 será, respetivamente, de 7,5%, 26,8%, 12,9% e 9,7%.
5. Nas tarifas transitórias de venda a clientes finais AT, MT, BTE e BTN³⁹⁹ o impacto é respetivamente, de 2,1%, 10,6%, 6,7% e 5,5%.
6. O CT considera que, futuramente, seria benéfico para a análise dos impactes do investimento, na tarifa, que fosse apresentado pela ERSE a previsão da evolução da base de ativos regulados referente a cada período e plano.
7. Em conclusão, o CT considera que o PDIRD-E, apresentando um nível de investimento inferior relativamente ao passado recente, irá contribuir para uma redução do seu impacto, quer nas tarifas de acesso, quer nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ter em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Aprovado em 24 de novembro de 2014.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

³⁹⁸ página 210 da proposta tarifária.

³⁹⁹ Página 226 da proposta tarifária.



◆ Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 ◆ [\[Consulta Pública n.º 46\]](#)

Os estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro e pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho preveem a existência dum Conselho Tarifário, "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁰⁰.

O Conselho Tarifário reúne as suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural ordinariamente uma vez por ano a fim de emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Extraordinariamente, as secções do Conselho Tarifário reúnem por convocação do seu presidente, por sua iniciativa, a pedido de, pelo menos, um terço dos seus membros ou a pedido do presidente do conselho de administração da ERSE.

Neste contexto, o Conselho de Administração da ERSE remeteu ao Conselho Tarifário⁴⁰¹ o documento que se encontra em consulta pública intitulado "*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o Período 2014-2023*", solicitando a contribuição do Conselho no âmbito da mesma.

No decurso do período para emissão de parecer, o CT solicitou à ERSE esclarecimentos, tendo reunido conjuntamente com a entidade reguladora para aquele efeito em 17.02.2014. Igualmente, o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), fez uma apresentação do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (PDIRT) em 18.02.2014. A apresentação efetuada pela ERSE e remetida aos Membros do Conselho Tarifário em 18.02.2014 foi revista pela entidade reguladora com base em informação posterior e foi remetida ao CT em 24.02.2014.

Atendendo a que a forma de pronúncia do Conselho Tarifário é por intermédio de pareceres, nos termos do Regulamento Tarifário ([RT](#)), conjugado com o n.º 1 do artigo 48.º e n.º 2 do artigo 49.º dos Estatutos da ERSE, a Seção do Setor do Elétrico do CT emite o seguinte parecer:

1. ENQUADRAMENTO

- 1.1. Nos termos do disposto na alínea e) do n.º 2 do artigo 24.º e no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o planeamento da rede de transporte integra a caracterização da RNT e o PDIRT.
- 1.2. O planeamento da RNT deve prever medidas destinadas a assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, tendo em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, no âmbito do mercado interno da eletricidade.
- 1.3. Para estes efeitos, de acordo com o n.º 5 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, o PDIRT deve ser elaborado, para além de outros elementos referidos no artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, tendo em conta o detalhado no ponto 2 *infra*.
- 1.4. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a REN - Rede Elétrica Nacional, S.A., enquanto operador da rede de

⁴⁰⁰ Cf. artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

⁴⁰¹ Doravante abreviado por CT.



transporte, deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação a sua proposta de PDIRT, apreciação que incide nas necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento e o cumprimento de outras metas de política energética.

- 1.5. A presente proposta de PDIRT 2014-2023, datada de maio de 2013, é agora submetida a consulta pública pela ERSE. Esta proposta tem em consideração e incorpora os decorrentes pedidos de alterações recebidos da DGEG em abril de 2013 sobre a proposta inicial de PDIRT 2014-2023 enviada pela REN àquela entidade em março desse ano.
- 1.6. Em cumprimento do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE promove uma consulta pública pelo prazo de 30 dias.
- 1.7. Findo este processo, a ERSE emitirá um parecer sobre o Plano e poderá determinar, se considerar necessário, novas alterações à proposta do PDIRT, tendo em vista assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, a promoção da concorrência e a coerência com o plano decenal da rede à escala Europeia.
- 1.8. O operador da RNT, após receção do parecer da ERSE, envia num prazo de 30 dias a proposta final do PDIRT à DGEG, a quem compete, num prazo de 30 dias, o envio da proposta final do PDIRT, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, ao membro do Governo responsável pela área da energia.
- 1.9. Recebida a proposta final do PDIRT, o membro do Governo responsável pela área da energia, decide sobre a aprovação do PDIRT no prazo de 30 dias.
- 1.10. Cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT, previstos no PDIRT, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com segurança do abastecimento.

2. PROPOSTA PDIRT 2014-2023

- 2.1. O operador da RNT, na elaboração da sua proposta, teve em consideração o seguinte:
 - A caracterização da RNT;
 - O Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional de 2013-2030 (RMSA) de abril de 2012 e publicado em março de 2013, que reflete as medidas de política energética definidas pelo Estado sinalizando as necessidades de desenvolvimento de infraestruturas;
 - O Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), onde estão detalhados os planos e datas de entrada em funcionamento previstos para estes centros electroprodutores;
 - As obrigações assumidas no âmbito do MIBEL para o reforço das interligações com Espanha;
 - As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND;
 - O planeamento da rede de distribuição AT e MT;
 - As licenças de produção atribuídas e outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.



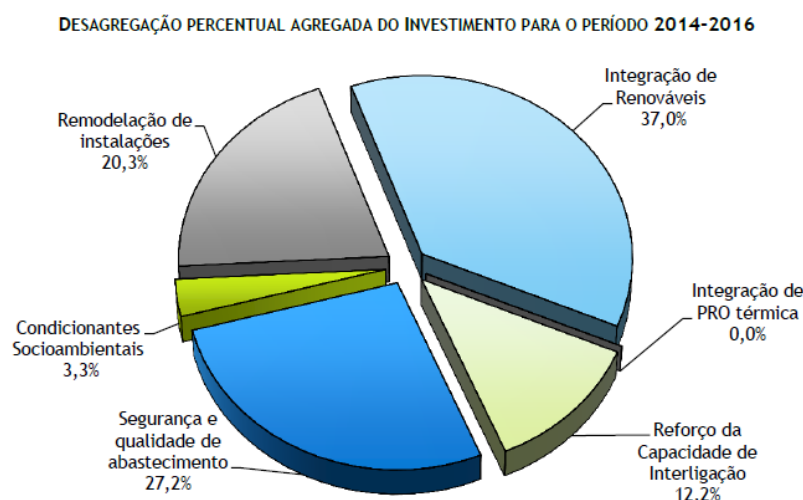
E incluiu, ainda:

- As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia "*Ten-Year Network Development Plan*", onde se encontram, entre outros, os projetos nacionais candidatos a Projetos de Interesse Comum (PCI) resultantes da estratégia "Europa 2020", que se encontram refletidos no Regulamento (EU) n.º 347/2013, de 17 de abril.

2.2. O operador da RNT propõe no PDIRT o desenvolvimento de infraestruturas necessárias para dar cumprimento aos desígnios de política energética, à segurança de abastecimento e aos regulamentos nacionais e europeus, adequar a oferta à procura destacando-se, por finalidade principal os investimentos:

- Ligação a grandes centros produtores
 - ✓ Grande hídrica
 - ✓ Grande térmica
- Ligação a PRE
- Reforço da capacidade de interligação
- Ligação à Rede Nacional de Distribuição (RND)
- Ligação a consumidores em MAT
- Reforço interno da rede
 - ✓ Desenvolvimento da rede
 - ✓ Reconstrução de remodelação de instalações
 - ✓ Sistemas de informação e equipamentos secundários
- Meios de gestão da energia reativa
- Condicionantes socio ambientais

Para o período 2014-2016 os investimentos por finalidade principal estão distribuídos como mostra o seguinte gráfico:



Fonte: REN – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2014-2023

Nota: No item "Integração de Renováveis" estão contempladas a grande hídrica e a PRE-Renovável



- 2.3. Relativamente ao valor estimado dos investimentos que estão no âmbito da proposta apresentada, o operador da RNT prevê que nos primeiros cinco anos do período em causa (2014-2018) se invista o montante de 1.065 milhões de euros, dos quais 624 milhões de euros estão previstos já para o período compreendido entre 2014 e 2016.

3. PROCEDIMENTO DE CONSULTA PÚBLICA

- 3.1. O CT considera positivo para o sistema a colocação em consulta pública do PDIRT, estabelecendo de modo transversal e transparente as linhas de desenvolvimento da rede de transporte e o racional subjacente, envolvendo todos os interessados.
- 3.2. O CT valoriza a realização de consultas públicas com auscultação dum grande número de *stakeholders* o que enriquece o processo de informação e suporte à decisão e incrementa a sua transparência.
- 3.3. Embora já se tenham registado avanços significativos na regulamentação deste processo de participação do CT e outros intervenientes, importa refletir sobre as condicionantes a uma participação fundamentada do CT, de que se destacam as seguintes:

a) *Timings dos processos e participação*

A análise do PDIRT em períodos de 2 anos, com início nos anos ímpares, é consequência de uma necessidade de ajustes em virtude das previsões só apresentarem fiabilidade para o curto prazo e da dinâmica dos processos.

A revisão do PDIRT, de 2 em 2 anos, requer, contudo, que haja celeridade nos processos e seja calendarizada a participação de todos os intervenientes, para que a aprovação, como é normal, anteceda o início do prazo para a sua execução.

Faz pouco sentido que se esteja a analisar uma proposta de plano, cujo período de maior previsibilidade é 2014 a 2016, encontrando-nos já em pleno no ano inicial do período, e isto se tivermos em conta o tempo ainda necessário para concluir o processo e o tempo necessário para fazer os projetos e contratar os trabalhos.

b) *Fundamentação dos projetos e caracterização técnica dos projetos e seu custo*

Não se pondo em causa a competência e responsabilidade do operador, para uma mais efetiva avaliação do CT com vista ao seu parecer, seria necessário que fosse fornecida uma caracterização e fundamentação detalhada dos projetos, seus custos e alternativas, se as houver, como condição prévia à apreciação, avaliação essa que deverá ser efetuada pela ERSE e/ou DGEG e deverá no futuro passar a ser dado conhecimento ao CT, antes ou com o pedido de parecer.

A REN elabora os projetos que considera adequados à satisfação dos compromissos assumidos e dos necessários para cumprimento dos regulamentos aplicáveis e os de melhoria das instalações, em fase de consulta pública são apresentados apenas uma lista de projetos e uma indicação de custos globais.

Devido à natureza e dimensão dos compromissos globais que a REN tem de assumir face aos pressupostos inscritos nas normas em vigor, e face à insuficiente informação disponível, o CT apenas se pode pronunciar de forma genérica.

c) *Impacto económico*

Os montantes globais dos investimentos associados ao SEN, que atingem montantes avultados e terão repercussão ao nível das tarifas de acesso, tarifas estas que já integram e terão de acomodar nos próximos anos outros custos, igualmente elevados, como os CIEG, o que é preocupante num período de muitas dificuldades para as famílias e competitividade das empresas.



O CT regista que, no PDIRT 2014-2023 relativamente ao anterior foram feitos ajustamentos que resultaram numa redução, nos primeiros cinco anos, do montante dos investimentos em cerca de 36% tendo em consideração a reprogramação de alguns projetos, acomodando designadamente a entrada em exploração de renováveis e a evolução previsível dos consumos.

Sem pôr em causa a segurança e fiabilidade da infraestrutura de transporte correspondente, o CT considera ser importante ponderar todas as possibilidades, incluindo a de adiamento de investimentos, avaliando a sua efetiva necessidade, nos momentos para que foram programados e se se podem adotar soluções evolutivas mais económicas e ajustadas às atuais necessidades.

Também por este motivo há uma outra dimensão do PDIRT, para além da sua adequação concreta aos pressupostos que o determinam, que deveria ser analisada: a da racionalidade global do sistema atenta uma análise de custo-benefício.

Importa, por fim, avaliar a possibilidade de incrementar, tanto quanto possível, a utilização de verbas europeias nomeadamente, as previstas no MIE – Mecanismo Interligar a Europa, constante do Regulamento (UE) n.º 1316/2013, ou outros que possam ser utilizados.

- 3.4. Nos casos em que à consulta se segue uma reelaboração dos documentos pela ERSE, o CT tem entendido que poderá contribuir de forma mais adequada sobre uma versão ulterior que congregue as sensibilidades dos diferentes interesses, integre as diferentes contribuições pelo que estará disponível para encontrar um formato que permita uma nova auscultação do Conselho, mediante pronúncia escrita ou discussão verbal, antes da versão final do documento.

4. AGILIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE CONSULTA E CONTEÚDO DAS QUESTÕES

- 4.1. O CT sublinha ser necessário ajustar os *timings* dos procedimentos de modo a prevenir que os documentos apresentados para discussão pública e decisão se baseiem em estimativas ultrapassadas, retirando em grande medida utilidade à consulta e frustrando quem para ela voluntariamente contribui, pelo que o CT recomenda a agilização do processo.
- 4.2. O Conselho regista que muitas das questões formuladas pela ERSE são, ou demasiado genéricas ou excessivamente técnicas. Considerando o carácter público da consulta e os diferentes graus de conhecimento dos vários *stakeholders* interessados, entende o CT que a ERSE se deveria rodear de maior cuidado na sua formulação bem como, acrescer valor à consulta, documentando as questões e opções e as suas consequências (exemplo, na pergunta 23, sobre cabos subterrâneos, em que seria importante introduzir informação adicional sobre custos comparados e benefícios para a segurança e ordenamento do território).

5. ADAPTABILIDADE DO PLANO

- 5.1. Um plano de investimento com as características do PDIRT não pode deixar de conter uma dinâmica interativa e adaptativa, com vista à necessidade de ajustamento a novas situações e necessidades, *maxime* no período em que nos encontramos. Exemplo disso é o facto de o atual Plano em discussão ter dados e normas de base já desatualizados em algumas das suas componentes:
- As datas previstas de entrada em exploração dos aproveitamentos hidroelétricos atualmente em construção bem como dos planeados no âmbito do Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH);
 - Os objetivos da política energética nacional, definida no âmbito do PNAER e PNAEE, de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 de 10 de abril, que reafirma o cumprimento da meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal em 2020, objetivo que, para ser alcançado, prevê que o consumo final de eletricidade no país seja efetuado com a contribuição de cerca de 59,6% de energias renováveis;



- O Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) aprovado pela ERSE.

5.2. Neste sentido, o PDIRT deve ser suficientemente ajustável, sobretudo no que concerne aos anos iniciais, para poder adaptar-se, acomodar mudanças de localização, antecipar ou atrasar projetos.

6. PRESSUPOSTOS DO PDIRT

6.1. O PDIRT está elaborado com base num conjunto de pressupostos metodológicos que estão fundamentados no documento apresentado, destacando-se:

- A observação das disposições constantes do Regulamento da Rede de Transporte, publicado pela Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho;
- A ponderação do consumo referido à emissão considerando a evolução perspectivada no RMSA para o período 2013-2030, considerando valores reais até 2011;
- A sensibilidade ao consumo;
- A ponta máxima global (consumo do SEN e potência entrada na RNT) e a sua evolução local diferenciada pelos diversos pontos de entrega à RND;
- A evolução da capacidade de produção elétrica de origem renovável e da produção termoelétrica em regime ordinário;
- A coordenação do PDIRT com o planeamento do ORD em AT/MT;
- A renovação das instalações em fim de vida;
- A qualidade de serviço.

6.2. A discussão dos cenários de procura e apresentação de análises de sensibilidade do respetivo impacto tarifário deve constar da avaliação da ERSE, para concluir adequadamente o alcance e significado da consulta.

6.3. O CT constata que os cenários considerados são bastante semelhantes entre si (para 2020, a diferença de consumo entre os 2 cenários é de cerca de 2 TWh). Para efeitos de análise de sensibilidade e face à incerteza existente atualmente perante a evolução futura dos consumos, o CT considera que seria preferível ter cenários mais distintos (por exemplo, no PDIRT anterior os cenários Superior e Inferior diferiam em 6TWh para 2020).

6.4. O CT considera que o processo de preparação do PDIRT deve conter mecanismos que permitam a atualização dos pressupostos em que se baseia, o que se justifica particularmente em momentos como o atual que dificultam o estabelecimento de previsões de médio-longo prazo.

7. PRINCIPAIS FINALIDADES DOS INVESTIMENTOS

a) Segurança e qualidade no abastecimento

7.a.1. O CT regista que apesar da retração verificada no presente cenário macroeconómico com impacto na evolução global dos consumos, a necessidade de reforço do abastecimento e satisfação da ponta local continua a estar presente em determinados pontos da RNT, seja porque a garantia e qualidade de fornecimento apresenta debilidades que é necessário ultrapassar, seja por questões associadas à expansão e remodelação/alteração de operação da RND.

7.a.2. As opções de novos investimentos têm subjacente a garantia da segurança do abastecimento, nomeadamente na remodelação e reconstrução de instalações em final de vida útil, na construção de novas subestações e eixos de MAT, na modernização dos



sistemas de proteção, automação, controlo e alimentação e no reforço da interligação com Espanha.

- 7.a.3.** O CT considera, no que diz respeito à segurança do abastecimento, o operador da RNT está sujeito ao desenvolvimento específico da rede nacional de distribuição cuja responsabilidade está cometida ao ORD e ao cumprimento das normas e níveis de adequação inscritos nos regulamentos, o que baliza parte fundamental do desenvolvimento da própria RNT.

b) Integração de mercados e de renováveis

- 7.b.1.** O CT regista que o PDIRT contempla a ligação à rede de novos centros electroprodutores já em construção bem como outros que estão previstos. Considera-se relevante a atualização da informação referente às datas estimadas para a entrada em exploração desses aproveitamentos, nomeadamente os hidroelétricos.
- 7.b.2.** O CT reafirma a necessidade de o PDIRT ser ajustável através de uma permanente monitorização, por forma a poder operar-se à sua atualização, desde já até à homologação governamental, a fim de refletir toda a informação pertinente.
- 7.b.3.** No âmbito do MIBEL, o CT constata que o objetivo nacional passa por atingir a meta dos 3 000 MW de capacidade comercial de interligação com Espanha nos dois sentidos (PT->ES e ES->PT) até 2020, assegurando, assim, cerca de 30% da ponta prevista de consumos em Portugal, consubstanciada no reforço da capacidade de interligação no Minho e no Algarve.
- 7.b.4.** Tendo em consideração a estratégia da UE para o setor elétrico, que passa pela criação e desenvolvimento de mercados regionais de energia elétrica com vista à constituição de um mercado único europeu, é referido que a REN "*tem participado ativamente, ao nível da ENTSO-E, na promoção da necessidade do reforço da interligação entre França e Espanha, no sentido de eliminar o atual estrangulamento elétrico existente entre a Península Ibérica e o resto da Europa*". Nesse sentido, dada a relevância do tema no período em análise 2014-2023, espera-se um maior enfoque no assunto e consequente articulação com o desenvolvimento da interligação entre Portugal e Espanha.

8. FUNDOS COMUNITÁRIOS

Sendo por si mesmo evidente o benefício tarifário que as comparticipações comunitárias representam, o CT considera desejável:

- a) Uma maior clarificação de qual o nível expectável de subsídios a receber no momento da decisão;
- b) Que sejam apresentados cenários de valorização tarifária, atendendo a níveis previsíveis de taxas de cobertura dos investimentos;
- c) Que os investimentos em interligações que concretizam uma estratégia definida pela União Europeia devem assegurar financiamentos comunitários.

9. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS NAS TARIFAS

- 9.1.** O CT concorda na generalidade com a necessidade de assegurar os investimentos considerados essenciais para a segurança de abastecimento, bem como os que comprovadamente persigam objetivos de promoção da concorrência.
- 9.2.** Os custos associados aos investimentos previstos no PDIRT têm impacto nas tarifas pagas por todos os clientes de acordo com os parâmetros que vierem a ser fixados pela ERSE para os sucessivos



períodos regulatórios sendo que, estão ainda por fixar quais os parâmetros que irão vigorar para o triénio 2015-2017, o que torna o exercício do impacto tarifário, bastante difícil neste momento.

- 9.3. Contudo, face ao referencial socioeconómico atual com impacto na atividade empresarial e nas famílias, o CT considera essencial conhecer uma estimativa do impacto tarifário no preço médio final para primeiro período do plano i.e. 2014-2016.

10. CONCLUSÕES

Sem prejuízo das contribuições acima expostas, o Conselho Tarifário destaca:

- ✓ Os *timings* dos procedimentos devem ser acelerados;
- ✓ A consulta ao CT deve ser acompanhada de simulações ou estimativas sobre o impacto no preço médio das tarifas.

Aprovado em 28 de fevereiro de 2014.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Parecer da ERSE ao PDIRD 2012-2016 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE] foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário [CT] "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"⁴⁰².

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir pareceres, que são aprovados por maioria e não têm carácter vinculativo.

Em cumprimento dos procedimentos legais estabelecidos, a ERSE elaborou o "*Parecer da ERSE ao PDIRD 2012-2016*"⁴⁰³, tendo o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviado o mesmo ao Conselho Tarifário e solicitado a contribuição deste Conselho para o mesmo.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário, emite o seguinte parecer:

1. **Procedimento da ERSE** – O CT manifesta a sua satisfação pelo facto da ERSE ter promovido a sua consulta previamente ao envio à DGEG do parecer sobre o PDIRD, o que possibilita, numa fase preliminar, não apenas o acompanhamento pelo Conselho dum Plano que terá impacto nas tarifas e preços como, também, a participação no processo de consulta.
2. **Clareza** - O PDIRD 2012-2016 apresenta uma estrutura bem organizada dos projetos de investimento, com uma descrição adequada e respetiva classificação por finalidades, baseada em programas de investimento.

O CT concorda com o parecer da ERSE de que o PDIRD ganharia clareza se explicitasse o relacionamento existente entre projetos incluídos em cada uma das classificações apresentadas - finalidades e programas.

3. **Qualidade de serviço** – O CT partilha da constatação factual da ERSE de que, os indicadores relativos à evolução das perdas na rede de distribuição e dos indicadores de continuidade de serviço previstos para os próximos anos e associados ao presente plano de investimento, embora respeitando o disposto no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), mantêm-se aquém do respetivo valor de referência assumido pelos mecanismos de incentivo regulatório previstos no Regulamento Tarifário (RT).

O CT entende que seria útil não apenas desencadear junto da DGEG a revisão do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), bem como encorajar uma reflexão adicional sobre as possibilidades de uma maior aproximação e convergência aos indicadores europeus.

Recorda o Conselho, nesta sede, que os planos de investimento devem procurar um aumento da eficiência da rede, uma melhoria global e uma redução de assimetrias, designadamente no tocante às zonas de qualidade de serviço, contribuindo para uma maior coesão territorial, objetivo programático este que não deveria deixar de ser referido.

4. **Horizonte temporal do plano e periodicidade de revisão** - Considerando o desfasamento entre a data de referência do balanço energético que suporta o PDIRD e a data da sua apresentação, percebe-se que poderia ser ponderada a possibilidade de explicitação de uma análise de sensibilidade à variação da procura de energia elétrica, com disponibilização de pelo menos um cenário alternativo, que evidenciasse o efeito previsto da variação da procura por nível de tensão, no investimento a realizar no horizonte temporal do plano, assim como o respetivo impacto nas tarifas de acesso e tarifa de venda a clientes finais.

⁴⁰² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁰³ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Contudo, o CT entende que um adequado acompanhamento da execução e a periodicidade de revisão do PDIRD - dois em dois anos – devem possibilitar uma correção atempada das trajetórias de investimento ajustando à multiplicidade de alternativas e ao grau de incerteza inerente, em particular quando se trata de cargas relacionadas com atividade industrial ou comercial de elevada expressão.

5. **Consulta pública, transparência e compatibilização de planos** - O CT subscreve o entendimento da ERSE de que o procedimento de consulta pública do PDIRD pode ser melhorado através de um processo que possibilite uma participação mais ativa das partes interessadas e um conhecimento público das observações e comentários recebidos pela entidade de planeamento, sublinhando-se também a importância de uma adequada articulação entre o PDIRT e o PDIRD.
6. **Avaliação técnico-económica dos projetos** - O CT concorda com o parecer da ERSE de que passem a ser explicitados os valores dos indicadores utilizados para a seleção dos projetos de investimento (perdas e indicadores de qualidade de serviço técnica).
7. **Crítérios de seleção dos investimentos** - O Conselho subscreve o parecer da ERSE de que no Plano seja indicado o impacto esperado dos projetos identificados que estão na base da seleção e hierarquização dos projetos a realizar.
8. **Caraterização das redes de distribuição em AT e MT** - O CT concorda com a indicação adicional, no Plano, dos tempos de utilização dos equipamentos acima dos patamares limite.
9. **Evolução da PRE** - Face à sugestão da ERSE de que sejam identificadas as subestações que poderão necessitar de reforço de potência em função da PRE que se possa vir a instalar, é essencial que esta caracterização esteja em sintonia e respeite as capacidades de receção da RNT publicadas pela REN.
10. **Investimento obrigatório** - A recente alteração do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), reduzindo as comparticipações e incentivando os clientes a optar pela sua ligação no nível de tensão MT em detrimento da rede AT, conduz a investimentos adicionais em novas subestações AT/MT por parte da EDP Distribuição e uma taxa de expansão relativa mais baixa da rede AT.

Na atual estrutura das redes de transporte e de distribuição, um maior desenvolvimento nas redes de AT poderia aumentar a eficiência global do sistema elétrico e respetivo *interface* com a RNT, pelo que o CT entende que ERSE deverá promover um balanço com vista uma eventual alteração.

Quanto à atual metodologia, baseada no histórico, o CT entende ser útil a sua revisão tal como a ERSE menciona no seu parecer.

11. **Investimento por iniciativa da EDP Distribuição** - O CT sublinha a pertinência da sugestão da ERSE de desagregação entre os investimentos em AT e MT.
12. **Impacto do investimento proposto nos proveitos e nas tarifas de uso das redes** - O CT regista o facto dos montantes previstos na proposta de PDIRD 2012-2016 representarem um aumento inferior à inflação esperada para os mesmos anos e que a ERSE estima de 0,4% e 0,2%, respetivamente, de acesso às redes e nos clientes finais.

Aprovado em 30 de abril de 2012.

Período regulatório
2009-2011



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|---------------------------------------|---|
| <i>Alfredo Rocha</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Armindo Vieira Santos</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Artur Trindade</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Delfim Loureiro Nuno Gomes</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACRM - Associação Portuguesa dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Joana Simões</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>Manuel Rodrigues da Costa</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Manuela Moniz</i> | Representante dos clientes não vinculados de eletricidade |
| <i>Maria Cristina Portugal</i> | <i>Representante do Instituto do Consumidor (Presidente)</i> |
| <i>Patrícia Gomes</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Vieira Paula Almeida</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."⁴⁰⁴

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁰⁵.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁴⁰⁶ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, a 17 de outubro de 2011, o documento contendo a "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014"⁴⁰⁷, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Após ter endereçado convite para o efeito aos comercializadores livres e de último recurso, o Conselho Tarifário procedeu à audição, a 9 de novembro, da EDP Serviço Universal S.A., da EDP Comercial S.A., da IBERDROLA S.A. e da ENDESA Comercialização de Energia S.A.. Enviaram ainda contribuições escritas a FORTIA ENERGIA e a GAS NATURAL FENOSA.

A solicitação do CT, foram ainda disponibilizados, pela ERSE, os seguintes documentos:

1. Projeto de decreto-lei que cria a contribuição do setor electroprodutor para o sistema elétrico nacional e Projeto de decreto-lei que cria o Fundo para o Equilíbrio e Sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional bem como o parecer da ERSE sobre os projetos;
2. Projeto de decreto-lei de diferimento intertemporal dos CMEC e parecer da ERSE sobre o mesmo;
3. Resumo do Estudo da KEMA elaborado pela ERSE intitulado "*Definição de custos de referência para a aquisição de fuelóleo nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira*" e documento da ERSE intitulado "*Definição dos Parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas*" bem como o documento da KEMA intitulado "*Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel Oil purchase activity.*"

Foi, ainda, distribuído pelo representante da EEM, cópia dum parecer do Sr. Doutor Professor Eduardo Paz Ferreira, Professor Catedrático da Faculdade de Direito de Lisboa sobre o despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de outubro de 2008, que determinou a afetação às empresas insulares de eletricidade de uma parcela do valor de equilíbrio económico-financeiro previsto no art.º 92.º do Decreto-Lei n.º 2264/2007 e no Despacho n.º 16982/2007, de 2 de agosto, do Ministro da Economia e da Inovação.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

NOTAS PRELIMINARES

1. Na elaboração deste parecer o Conselho Tarifário teve presente que se trata da primeira proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços e de parâmetros de regulação apresentada

⁴⁰⁴ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁰⁵ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁰⁶ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁰⁷ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- após Portugal ter feito um pedido de ajuda externa e ter aceite condições para a receber, entre as quais consta um conjunto de medidas na área da energia e que determinará reformulações significativas no setor.
2. O CT, órgão ao qual compete emitir parecer sobre a proposta que lhe é apresentada pela ERSE, não deixa de reconhecer o difícil contexto económico-social difícil que Portugal atravessa e que os acréscimos tarifários propostos representam dificuldades acrescidas.
 3. Mantém-se, além do mais, a não recomposição do CT que a revisão da lei orgânica da ERSE permitiria, facto particularmente relevante na discussão em curso por estar em causa não apenas a proposta de tarifas e preços para outros serviços mas, também, a definição dos parâmetros regulatório para o próximo triénio.
 4. O CT convidou os comercializadores livres e de último recurso para, por escrito ou presencialmente participarem numa audição e nela elencarem os aspetos que consideravam essenciais acautelar nas tarifas e parâmetros.
 5. Recomenda o Conselho que a ERSE envide todos os esforços e diligências junto das entidades competentes no sentido da rápida e efetiva alteração da composição deste órgão a fim que o mesmo seja representativo da atual organização do setor.

I

GENERALIDADE

A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

1. Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam em grande parte, à semelhança dos anos anteriores, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2012 atingem o valor total de cerca de 2,3 mil milhões de euros, traduzindo uma inflexão de 4,5% face ao ano anterior.
2. É de realçar que esta descida dos CIEG em 2012 resulta, essencialmente, do efeito da subida do custo de energia no mercado e não de qualquer alteração estrutural nas suas regras de imputação. Ao valor apresentado, considera ainda a ERSE, em consonância com o disposto no Regulamento Tarifário, os ajustamentos relativos aos custos de energia - ajustamento definitivo para o ano de 2010 e ajustamento provisório de 2011 - num montante adicional de 488 milhões de euros.
3. O valor líquido a considerar na fixação de tarifas (1,7 mil milhões de euros) contempla duas medidas legislativas relevantes para o exercício em curso:
 - Diferimento dos sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE), incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, através do mecanismo de alisamento quinquenal definido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho⁴⁰⁸.
 - Diferimento excecional, para 2013, da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do decreto-lei, ainda não publicado, que foi aprovado pelo Conselho de Ministros de 13 de outubro de 2011⁴⁰⁹.

⁴⁰⁸ Esta transferência intertemporal no montante de 939 milhões de euros é remunerada à uma taxa de juro de A anuidade do alisamento considerada nas tarifas em 2012 é de 260 milhões de euros.

⁴⁰⁹ Num montante de 141 milhões de euros.



4. Estas duas medidas resultam, assim, num adiamento de 1080 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2012. Correspondem, por outro lado, a um avolumar do défice tarifário que os consumidores portugueses terão de suportar com os respetivos juros associados.
5. O CT, no seu parecer do ano anterior, procurou alertar explicitamente que a trajetória dos CIEG assumida ao longo dos últimos anos poderia por em causa a própria sustentabilidade do setor se nenhuma medida de redução estrutural a estes custos fossem equacionadas e aplicadas.
6. Também o CT procurou evidenciar a urgência dessas medidas visando desonerar, com tanta intensidade, a evolução das tarifas para os próximos anos. Não pode, assim, deixar o CT de relacionar o recurso a estas novas medidas legislativas de (mero) diferimento de um montante substancial dos CIEG à necessidade de conter uma situação socialmente
7. Os CIEG, recorda o CT, impactam de forma muito significativa no nível de tensão
8. Efetivamente, na ausência de qualquer medida de redução dos CIEG, o diferimento legislativo de uma parcela relevante dos seus custos visou evitar uma variação tarifária muito significativa em 2012. A esse propósito, o CT não pode deixar de recordar que os consumidores finais já impactaram o choque do expressivo aumento do IVA⁴¹⁰, com um acréscimo na sua fatura na ordem dos 16% a partir de outubro de 2011.
9. Considera assim o CT que é particularmente gravosa a ausência de qualquer medida legislativa com o objetivo de reduzir, de forma estrutural, os CIEG no setor elétrico.
10. Reitera, assim, o CT o seu apelo à ERSE para que esta promova as necessárias diligências junto das entidades competentes para a necessidade de medidas visando garantir a sustentabilidade do setor, evitando medidas pontuais e isoladas de diferimento de encargos.
11. Paralelamente, e na sequência do conhecimento dado ao CT dos "*Projeto lei que cria a contribuição do setor electroprodutor para o sistema elétrico nacional*" e "*Projeto lei que cria o Fundo para o Equilíbrio e Sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional*" bem como dos pareceres da ERSE sobre os mesmos, o CT acolheria e apoia estas medidas complementares como um contributo positivo para a recuperação da sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional.
12. Como anteriormente referenciado, o país encontra-se condicionado por um conjunto de obrigações constantes no "Memorando de Entendimento" firmado com a comumente chamada "Troika" (FMI, BCE e CE), no âmbito do programa de assistência financeira solicitado pelo governo português em abril de 2011⁴¹¹.
13. No documento inicial subscrito pelo Governo, são aceites significativas revisões do regime tarifário, nomeadamente dos CIEG, as quais são reafirmadas e aprofundadas nas recomendações feitas pela Troika após o primeiro período de análise. Apesar disso, não há vestígio dessas exigências, nem na proposta agora submetida à apreciação do Conselho Tarifário, nem nos documentos que a suportam.

B – LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

1. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto, procede à definição do calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade a clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4kVA e superior ou igual a 10,35 kVA, a partir de 1 de julho de 2012. Define, de igual modo e para os restantes clientes de BTN, a extinção a partir

⁴¹⁰ A eletricidade passou a ser taxada à taxa máxima de IVA de 23% contra os anteriores 6%.

⁴¹¹ O acordo (*MEMORANDUM OF UNDERSTANDING ON SPECIFIC ECONOMIC POLICY CONDITIONALITY*) aborda as políticas e instrumentos a aplicar ao setor energético em Portugal e aponta orientações.



- de 1 de janeiro de 2013 das tarifas reguladas de venda de eletricidade aos clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA⁴¹².
- O CT salienta, contudo, que uma liberalização em condições insatisfatórias do ponto de vista das forças concorrenciais prejudica os consumidores finais pelo que o CT considera e apoia a análise do nível de concorrência efetivo no setor, com vista a assegurar um elevado nível de concorrência.
 - O CT recomenda, nesse sentido, que a ERSE enfatize e contribua para esse diagnóstico, provavelmente numa ação conjunta com o regulador para a concorrência (Autoridade da Concorrência).
 - Finalmente, nunca será demais recomendar a edificação de mecanismos transitórios que assegurem um processo de liberalização sem sobressaltos: não é de crer que o mercado tenha capacidade para absorver perto de 6 milhões de consumidores no curto prazo.
 - A previsão de tarifas provisórias na BTN durante um período de tempo suficiente é uma condição mínima para o sucesso da transição.

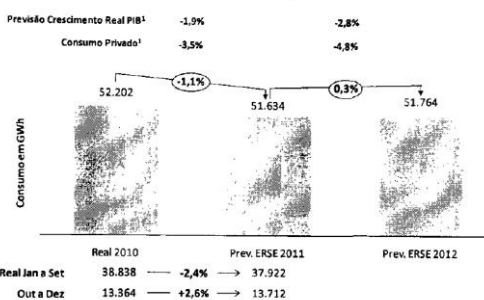
II

ESPECIALIDADE

II/A - EVOLUÇÃO DO CONSUMO

- Para o consumo referido à emissão em Portugal continental, o nível apresentado pela ERSE para 2011 implicaria uma quebra de apenas 1,1% face ao valor publicado pela REN em 2010. Face à evolução registada nos primeiros nove meses do ano (-2,4%), o referido valor implicaria um crescimento de 2,6% no último trimestre, em relação ao período homólogo. Após uma estimativa demasiado otimista para 2011, segue-se uma projeção de crescimento de 0,3% em 2012, claramente incoerente com as mais recentes projeções macroeconómicas⁴¹³.

FIGURA 1 – Evolução do Consumo referido à emissão previsto pela ERSE entre 2010 e 2012



Fonte: ERSE, REN
¹ Ministério das Finanças – Relatório do Orçamento de Estado 2012 – outubro 2011

- O detalhe por nível de tensão mostra que os valores da ERSE estão particularmente otimistas no caso da Baixa Tensão (BT), tendo em conta a realidade recente (quebra de 4,7% nos primeiros nove meses de 2011 face ao período homólogo). Para os níveis de tensão mais altos, o agravamento da situação económica em 2012 deverá igualmente implicar um nível de consumo inferior ao previsto.

⁴¹² Esta resolução está em consonância com o programa de apoio externo à economia portuguesa, o qual também insiste numa rápida liberalização do setor elétrico.

⁴¹³ As previsões constantes do Orçamento de Estado para 2012 apontam para um agravamento do PIB de -1 em 2011 para -2,8% em 2012 e um agravamento do consumo privado de -3,5% em 2011 para -4,8% em 2012.



3. Para os anos posteriores a 2012, as trajetórias apresentadas pela ERSE parecem também pouco coerentes, na medida em que implicam quebras significativas no ano 2013 — no caso dos níveis de tensão mais elevados (energia saída das redes AT e MT, incluindo fornecimentos à rede BT), a quebra apresentada é de 7%.
4. No que tange às Regiões Autónomas, as previsões seguidas pela ERSE na proposta são as apresentadas pelas empresas reguladas em Junho de 2011.

II/B - FINANCIAMENTO DE DESVIOS

1. Na proposta tarifária para 2012, a ERSE propõe aplicar para financiamento dos ajustamentos de 2011 uma taxa que corresponde à taxa Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 2% no Continente e de um *spread* 2,5% nas Regiões Autónomas, o que representa uma taxa de financiamento de aproximadamente 4% a 4,5%. Quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2010, o *spread* proposto pela ERSE para 2011 reflete um aumento de 75 p.b. a 125 p.b..
2. A crise da dívida soberana e os sucessivos *downgrades de rating* da dívida do Estado português têm provocado impactos no rating das empresas nacionais. O aumento do risco percebido pelos agentes de mercado sobre a dívida do Estado português e das empresas nacionais tem como consequência o encarecimento do custo da dívida, bem como maior dificuldade de acesso ao crédito.

FIGURA 2 – Evolução do spread das Yields das OT vs. Midswap e dos CDS da República Portuguesa

| | 2010 | 2011 | Delta 2011-2010 |
|---|-------|-------|-----------------|
| Spread yields OTs vs. midswap a 5 anos (pb) | 167,9 | 814,2 | 646,3 |
| CDS a 5 anos (pb) | 206,7 | 678,5 | 471,8 |
| Spread yields OTs vs. midswap a 2 anos (pb) | 123,2 | 855,0 | 731,8 |
| CDS a 2 anos (pb) | 231,0 | 742,8 | 511,8 |

Média diária ocorrida entre 1 de Janeiro a 30 de Setembro de cada ano

3. Os desvios tarifários geram necessidades de tesouraria, que dado o seu valor significativo, em regra são colmatados com financiamento bancário de curto prazo. Adicionalmente, o atual contexto dos mercados, em que sobressai a falta de liquidez da banca portuguesa, traduz-se num custo do financiamento muito superior ao que a ERSE agora propõe com impacto no equilíbrio financeiro das Empresas.

II/C - PROVEITOS PERMITIDOS

II/C1 - REN TRADING

1. O objeto da *REN Trading* é a gestão dos dois Contratos de Aquisição de Energia elétrica (CAE) remanescentes, a saber, os contratos celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia.
2. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que, por um lado, se gerem desvios a recuperar mais tarde com juros e, por outro, se gerem necessidades de tesouraria que têm que ser cobertas com fundos próprios ou com financiamento bancário (a título de exemplo, nas tarifas de 2011 dos 300 milhões de euros de



sobrecusto CAE, cerca de 100 milhões de euros dizem respeito a recuperação de desvios de 2009 e 2010).

3. Entre as previsões assumidas pela ERSE na sua proposta no caso Turbogás é assumido que esta: (i) consiga vender a sua produção a 69€/MWh enquanto para o preço médio base no mercado foi considerado um valor de 57,30 €/MWh, (ii) produza acima do nível de *take-or-pay* de gás natural prevendo em simultâneo um custo variável na ordem dos 65,61 €/MWh.
4. A previsão de que esta central venda a um preço médio superior ao do custo variável últimos anos nem a ERSE prevê que ocorra em 2011. A acima do preço base é reduzida e a ser considerada a será gerado um défice.

II/C2 - Transporte

a) Custos de referência

1. O mecanismo de custos de referência⁴¹⁴, incentiva o operador da rede de transporte a um melhor desempenho apresentando vantagens para a empresa e para os consumidores devendo o operador da rede de transporte apresentar um relatório de auditoria que valide as características físicas, as entradas em exploração, a valorização a custos de referência e respetivos custos reais.
2. O CT constata que a ERSE não aceitou alguns dos pressupostos descritos nos relatórios de auditoria por considerar que não se enquadram no despacho sem, no entanto, explicitar as razões dessas incompatibilidades, razão porque o CT recomenda uma maior interação entre a ERSE e as empresas envolvidas de forma a clarificar este tipo de situações.
3. A experiência adquirida no período regulatório 2009-2011 com a aplicação deste mecanismo permite retirar ilações sobre a sua implementação, ao mesmo tempo que constitui um processo de aprendizagem importante principalmente num contexto de definição de novos parâmetros, sendo fundamental avaliar o seu desenho conceptual, identificar eventuais constrangimentos a ele associadas e apresentar soluções que permitam conjugar os interesses da empresa e dos consumidores.
4. O CT verifica que, para o próximo triénio regulatório, o único parâmetro que a ERSE considerou necessário alterar foi o do fator de eficiência, que passou de 0,75% para 1,5%, sem qualquer justificação/contextualização para a sua alteração tendo em conta a experiência adquirida no período regulatório 2009-2011.

b) Custos operacionais

1. No que diz respeito ao incentivo ao OPEX o fator de eficiência de 1,5% ao ano é justificado pela ERSE com a ineficiência ocorrida no período de regulação em curso, 2009-2011, que a ERSE calcula em 5,7%⁴¹⁵ com base em valores de custos reais obtidos pela ERSE, e que diferem dos valores ocorridos enviados pela REN e constantes do relatório de auditoria de 2010.

⁴¹⁴ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com aplicação aos projetos com entrada em exploração desde 1 de janeiro de 2009.

⁴¹⁵ Documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014", p. 52.

**FIGURA 3 – Base de custos da REN**

| | Média dos valores 2009-2011 | Desvio relativamente aos custos aceites |
|----------------------------------|-----------------------------|---|
| Custos aceites | 41 364 | |
| Valores ocorridos ^(a) | 41 277 | 0,2% |
| Valores ERSE ^(b) | 43 847 | -5,7% |

Notas:

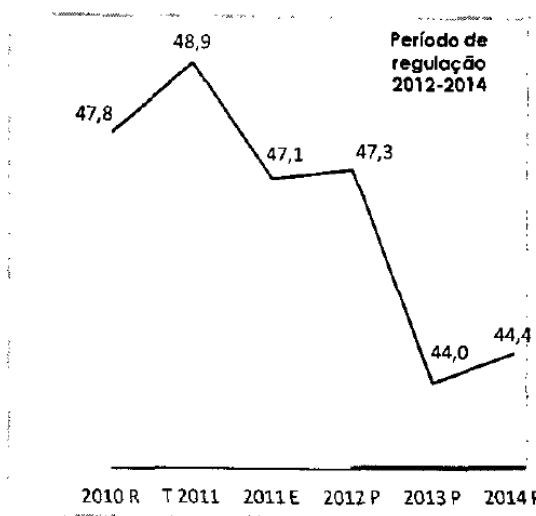
^(a) Valores sujeitos a revenue cap, excludi compensação entre ORT, custos com PPDA, limpeza de florestas e desvio de linhas

^(b) Documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014", p. 52

2. O CT considera que a proposta apresentada no que se refere ao nível de eficiência obtido no triénio em curso e ao previsto para o próximo período regulatório carece de sólida justificação.
3. O CT recomenda uma reanálise dos fatores de eficiência propostos, tendo em atenção os custos efetivamente ocorridos. Independentemente das justificações apresentadas, os objetivos traçados na proposta de custos de operação e manutenção (O&M) da atividade de transporte de um agravamento do fator de eficiência de 0,5% ao ano para 1,5% associada a uma redução nos investimentos de substituição pode pôr em causa a qualidade dos serviços de O&M, com implicações na qualidade de serviço e na continuidade do abastecimento dos consumos.

II/C3 - Distribuição

1. O CT reconhece como positivas as alterações introduzidas pela ERSE no modelo de regulação a aplicar à EDP Distribuição no período de regulação 2012-2014.
2. No entanto, a ERSE ao considerar para 2012 um valor de energia distribuída 1,6 TWh acima do valor justificado pela EDP Distribuição, que não é muito consistente nem com a realidade atual nem com as mais recentes perspetivas de evolução da economia portuguesa, coloca em causa os proveitos aceites para o período de regulação 2012-2014.
3. A previsão da ERSE ao nível das redes de distribuição observa uma quebra de consumo entre 2010 e 2011, de 47,8 TWh para 47,1 TWh, um crescimento para 47,3 TWh em 2012 e uma queda abrupta para 44 TWh em 2013, não se encontrando justificação para uma retoma do consumo prevista para 2012.

FIGURA 4 – Energia distribuída⁴¹⁶

4. No período de regulação que agora termina (2009-2011), a própria ERSE reconhece uma estimativa de perda de proveitos permitidos da EDP Distribuição de 61 milhões de euros que podem vir a atingir 78 milhões de euros no final de 2011, de acordo com as estimativas atuais da EDP Distribuição. Relativamente ao próximo período de regulação 2012-2014, já se perspectiva uma perda de proveitos caso não seja ajustada a previsão de 2012.
5. O CT sublinha a necessidade de ajustar o valor dos parâmetros, tendo em conta uma previsão de consumos mais consentânea com as previsões macroeconómicas.

II/C4 - Comercialização de último recurso

1. Na atividade de comercialização, o CT salienta a aproximação dos custos unitários reais com os custos unitários implícitos em tarifas ao longo de 2006 a 2010, tendo a EDPSU, neste último ano, registado ganhos de eficiência significativos.
2. Nas atividades de comercialização e de compra e venda de energia elétrica da EDPSU, os ajustamentos reais do ano de 2010 e os ajustamentos estimados do ano de 2011 que a empresa tem vindo a suportar totalizam na proposta 518 milhões de euros. Sendo este valor bastante significativo, os *spreads* definidos pela ERSE, de 1,25 pontos percentuais para os ajustamentos de 2010 e de 2,00 pontos percentuais para os ajustamentos de 2011, e utilizados no cálculo dos respetivos juros, assumem, no contexto atual dos mercados, uma perda financeira muito relevante com impacto no equilíbrio financeiro da empresa regulada.

⁴¹⁶ 2010 R — Consumo real em 2010 — Doc. "Caracterização da procura de energia elétrica", Pág. 8, Quadro 2.5

2011 T — Consumo 2011 nas tarifas 2011 — Doc. "Proveitos permitidos", Pág. 75

2011 E — Estimativa consumo 2011: $47.355 - 1.723 + 1.490 = 47.122$ GWh

47.355 GWh e 1 723 GWh (MAT): Doc "Caracterização da procura de energia elétrica", Pág. 8, Quadro 2.5

1.490 GWh — perdas de 5,97% sobre o consumo BT (24.952 GWh — Doc. "Caracterização da procura de energia elétrica", Pág. 8, Quadro 2.5)

Perdas 5,97% (estimativa de perdas implícita na energia distribuída utilizada nos parâmetros do cálculo dos proveitos permitidos da DEE para 2012) — Doc. "Proveitos permitidos", Pág. 75

2011 P, 2013 P e 2014 P — Consumo previstos para 2012, 2013 e 2014 — Doc. "Parâmetros", Pág. 114



3. Tendo em conta a meta de eficiência de 3,5% definida pela ERSE para o período 2012-2014 e os juros associados aos ajustamentos de 2010 e de 2011, o CT recomenda que a ERSE acompanhe com particular atenção o seu impacto na evolução da situação económico-financeira da EDPSU.

II/D1 - Convergência tarifária 2009

1. A compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro, pago pelos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007) à estabilização das tarifas de energia elétrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, em conformidade com o despacho do ministro da Economia e Inovação, de 3 de outubro de 2008.
2. O referido despacho ministerial previa que o pagamento do montante ocorreria, até 31 de janeiro de 2009, tendo o Conselho Tarifário tomado conhecimento, em 2010, que ainda não havia sido efetuada a transferência do valor previsto para a REN. Até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado pelo que também não se efetuaram ainda as transferências desse montante para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, como é do conhecimento da ERSE.
3. O CT salienta que na sequência da questão levantada no ano passado foi reconhecido pela ERSE que: *"(...) que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares. A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico."*
4. No entanto, durante o corrente ano, as empresas insulares foram obrigadas a devolver ao sistema elétrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros não recebido, acrescido dos respetivos encargos financeiros.
5. O CT, à semelhança do ano transato, reconhece o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, reiterando a sua recomendação de que a ERSE desenvolva todas as medidas ao seu alcance para minimizar este problema que advém do despacho do Ministro da Economia e Inovação de 3 de outubro de 2008.

II/D2 - Parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas

1. O CT congratula-se com a emissão, no dia 30 de Março de 2011, da versão final do estudo realizado pela KEMA⁴¹⁷ objeto de contratação pública no 3.º trimestre de 2009.
2. O CT salienta que o conhecimento e publicação dos parâmetros referentes aos custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas RA's são regulamentarmente exigidos. Tendo em consideração que as empresas insulares apenas tiveram conhecimento dos referidos parâmetros no final do atual período regulatório (2009-2011) e na proposta de tarifas em análise, o CT questiona a sua aplicação retroativa.

II/E - TARIFAS E PREÇOS 2012

II/E1 - Tarifa social e ASECE

1. O Conselho Tarifário congratula-se que conjuntamente com a aplicação da tarifa social de eletricidade tenha existido o reforço do apoio aos consumidores economicamente vulneráveis através da aprovação do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).
2. Com efeito, conforme a ERSE reconhece e a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, suporta, a evolução internacional dos custos energéticos e a necessidade de se prosseguir com a promoção do

⁴¹⁷ Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity.



aprofundamento da liberalização do mercado elétrico justificam que essa liberalização seja acompanhada pela criação de mecanismos de defesa dos consumidores vulneráveis.

3. Na medida em que o referencial de evolução deste apoio é já o valor da tarifa social do ano transato, será de esperar que o diferencial de valores entre esta tarifa e a tarifa de BTN se vá incrementando e montante do apoio vá sendo gradualmente mais significativo.
4. O CT considera ainda adequadas as opções tomadas pela ERSE no âmbito da aplicação do desconto conferido pela tarifa social, a saber: (i) a aplicação do desconto ao termo de potência contratada, permitindo a transmissão de sinais que promovem a racionalidade dos consumos e a eficiência energética; e (ii) a consideração de descontos idênticos em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, seja para o Continente seja para as Regiões Autónomas, o que promove a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada.
5. Finalmente, o CT considera positivo o facto de a ERSE ter decidido emitir uma diretiva respeitante à informação que os comercializadores devem veicular aos consumidores relativamente a este tipo de apoios. Tal permitirá uma maior harmonização e coerência de conteúdos e meios utilizados pelos diferentes comercializadores.

II/E2 - Tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos produtores

1. O Conselho Tarifário constata a introdução já em 2012 de uma nova componente da tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT), por forma a que esta passe a incluir um preço de entrada na rede. Esse preço seria aplicável a todos os Produtores em Regime Ordinário (PRO) e em Regime Especial (PRE), ligados à RNT e à RND.
2. Esta introdução estava já prevista na recente revisão regulamentar. A proposta agora apresentada aparenta ser coerente com o disposto regulamentarmente.
3. No entanto, e considerando que a ERSE sustentou a introdução desta nova componente da TURT em, nomeadamente:
 - a) Critérios de harmonização com Espanha e criação de um *level playing field* ao nível da geração, eliminando eventuais componentes distorsoras da participação dos agentes de geração no mercado;
 - b) Proteção dos interesses dos consumidores nacionais que estarão presentemente a suportar esse custo nas importações de energia, na medida em que se considera que os produtores espanhóis terão incorporado esse custo no preço da energia colocada a mercado, questiona-se se, não estando ainda em vigor em Espanha este tipo de encargo, será de o implementar de imediato em Portugal ou se deveria haver uma sincronização do momento da respetiva entrada em ambos os países.
4. Com efeito, importa levar em conta que, apesar de em Espanha a G-Charge ter sido instituída em 1 de janeiro de 2011, tanto quanto é sabido esta tarifa ainda não é aplicada pois aguarda regulamentação. Assim sendo, não existe, de fato, e pelo menos no imediato, uma assimetria de condições concorrenciais entre agentes nacionais e espanhóis.

II/E3 - TARIFAS DE ACESSO

1. As tarifas de acesso às redes na proposta da ERSE, apresentam os seguintes aumentos por período horário:



| TARIFAS DE ACESSO | Preço (Eur/kWh) | | |
|--------------------------|-----------------|--------|--------|
| | 2011 | 2012 | Evol % |
| MUITO ALTA TENSÃO | | | |
| H. Ponta (I,IV) | 0,0117 | 0,0173 | 47,9% |
| H. Cheias (I,IV) | 0,0110 | 0,0165 | 50,0% |
| H. Vazio Normal (I,IV) | 0,0091 | 0,0146 | 60,4% |
| H. Super Vazio (I,IV) | 0,0091 | 0,0145 | 59,3% |
| H. Ponta (II,III) | 0,0117 | 0,0172 | 47,0% |
| H. Cheias (II,III) | 0,0110 | 0,0165 | 50,0% |
| H. Vazio Normal (II,III) | 0,0091 | 0,0146 | 60,4% |
| H. Super Vazio (II,III) | 0,0091 | 0,0146 | 60,4% |
| ALTA TENSÃO | | | |
| H. Ponta (I,IV) | 0,0143 | 0,0195 | 36,4% |
| H. Cheias (I,IV) | 0,0134 | 0,0186 | 38,8% |
| H. Vazio Normal (I,IV) | 0,0111 | 0,0165 | 48,6% |
| H. Super Vazio (I,IV) | 0,0111 | 0,0163 | 46,8% |
| H. Ponta (II,III) | 0,0143 | 0,0195 | 36,4% |
| H. Cheias (II,III) | 0,0134 | 0,0186 | 38,8% |
| H. Vazio Normal (II,III) | 0,0111 | 0,0166 | 49,5% |
| H. Super Vazio (II,III) | 0,0111 | 0,0165 | 48,6% |
| MÉDIA TENSÃO | | | |
| H. Ponta (I,IV) | 0,0209 | 0,0281 | 34,4% |
| H. Cheias (I,IV) | 0,0197 | 0,0264 | 34,0% |
| H. Vazio Normal (I,IV) | 0,0163 | 0,0235 | 44,2% |
| H. Super Vazio (I,IV) | 0,0160 | 0,0228 | 42,5% |
| H. Ponta (II,III) | 0,0209 | 0,0279 | 33,5% |
| H. Cheias (II,III) | 0,0195 | 0,0265 | 35,9% |
| H. Vazio Normal (II,III) | 0,0163 | 0,0236 | 44,8% |
| H. Super Vazio (II,III) | 0,0160 | 0,0232 | 45,0% |

Fonte: ERSE, anexo estrutura tarifária

- De acordo com a proposta da ERSE é o resultado da tendência da alteração efetuada na tarifa de energia, que promove uma subida do preço em horas de vazio e uma descida nas horas cheias (ou de fora de vazio), e conseqüentemente as variações das tarifas URT e URD, não tecendo considerações sobre as alterações na estrutura da UGS.
- E entendimento do CT que a proposta apresentada pela ERSE vai claramente penalizar todos os consumidores que deslocalizaram os seus consumos para as horas de vazio e super vazio, relembrando que para tal foram efetuados investimentos expressivos.
- Igualmente o CT recorda já ter alertado a ERSE, em anteriores pareceres, de que a imprevisibilidade tarifária não favorece uma utilização energética eficiente.
- Assim, o CT recomenda à ERSE a reavaliação do tarifário apresentado de forma a não penalizar os consumidores que realizaram investimentos para deslocalização de consumos.
- O CT recomenda, ainda, à ERSE que, na sua qualidade de membro do Conselho de Reguladores do MIBEL, promova a verdadeira competitividade entre Portugal e Espanha, designadamente com a adoção urgente de algumas medidas, nomeadamente:



- (i) Introdução de um fator de modulação nas tarifas de acesso, que favoreça a transferência de consumos para as horas de vazio;
- (ii) Harmonização da duração das horas de vazio com Espanha;
- (iii) Introdução de um fator de maior agravamento das TVCF transitórias.
- (iv) Estudar a harmonização da remuneração da interruptibilidade com Espanha, de modo a garantir um mercado equilibrado.

II/E4 - Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal continental

1. O processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, implementado após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, determinou que as tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) daquelas regiões convergissem para as TVCF do Continente.
2. No entanto, a extinção das TVCF em Portugal continental para a MAT, AT, MT e BTE, prevista no Decreto-Lei n.º 104/2010 de 29 de setembro, originou a perda do antigo referencial de convergência.
3. Neste contexto, a metodologia de convergência foi redefinida, determinando o atual Regulamento Tarifário⁴¹⁸ que a estrutura dos preços das TVCF das RA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respetivamente, determinados, tendo em conta os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18637/2010, as variações das tarifas de acesso às redes e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.
4. A ERSE, tendo em conta que em 2012 será ainda publicada a tarifa aditiva em Portugal Continental, para os consumos em MT e BTE, e que o histórico da informação relativa aos preços no mercado retalhista é ainda reduzido, considerou prudente, na proposta de tarifas para 2012, a utilização das tarifas aditivas em Portugal Continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e Madeira. No que diz respeito à BTN, a referência continua a ser a TVCF em Portugal Continental.
5. Esta proposta da ERSE tem ainda implícita, de acordo com o Regulamento Tarifário, a extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas, assim como a harmonização do conceito de BTE e BTN e a harmonização dos escalões de potência e opções tarifárias em $BTN \leq 20,7$ kVA, entre as Regiões Autónomas e o Continente.
6. O CT considera adequada a alteração da metodologia referente ao referencial de convergência e congratula-se com a harmonização relativa à estrutura tarifária, encontrando-se assim assegurada, em 2012, a convergência tarifária das RA com o Continente, em termos médios e por tipo de fornecimento, de acordo com o referido pela ERSE nesta proposta.
7. Salienta, porém, o CT que a ERSE continua a não prever o ciclo semanal nas RA, que deve ser equacionado e previsto no RT com o objetivo de que os consumidores das regiões disponham das mesmas opções tarifárias que no continente.

II/F - MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

- 1 O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que extinguiu as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, a partir de 1 de janeiro de 2011, permitiu aos comercializadores de último recurso, através do n.º 3 do art.º 6.º, manter o fornecimento de eletricidade aos clientes finais daqueles níveis de tensão, até 31 de dezembro de 2011, mediante a aplicação duma tarifa de venda transitória, agravada por uma percentagem a determinar pela ERSE.

⁴¹⁸ Cf. artigos 130.º e 133.º do RT, publicado em *Diário da República* de 19 de agosto de 2011.



- 2 Relembra o CT que no parecer do ano passado recomendou, para estas tarifas transitórias, a introdução dum mecanismo de agravamento crescente com uma periodicidade trimestral, e ainda tendo em vista contribuir para uma melhor informação, que as mesmas fossem claramente identificadas como "transitórias com fator de agravamento".
- 3 Estas tarifas transitórias, apesar do previsto agravamento, e por não terem sido revistas trimestralmente, ficaram extremamente concorrenciais, nomeadamente no 2.º semestre de 2011, com os preços que foi possível conseguir em mercado livre e foi o mecanismo de interruptibilidade e não a TVCF Transitória, que incentivou a maior parte dos consumidores industriais a abandonar o mercado regulado.
- 4 Em julho deste ano, a ERSE na sua proposta de revisão do regulamento tarifário para o período regulatório de 2012 — 2014, manifestou a intenção de prorrogar a existência das TVCF Transitórias, com a aplicação do agravamento previsto no referido diploma com o objetivo de incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre.
- 5 Em resultado da proposta da ERSE em análise e das audições aos comercializadores realizadas pelo CT, constata-se que o aumento do preço final no CUR e estimado no ML fará com que as tarifas de venda transitórias continuem a ser bastante mais baixas do que em ML, desincentivando a passagem para o ML, e não baixando, através do sobreprojeito, as tarifas de acesso.
- 6 Igualmente o CT enfatiza o papel determinante da ERSE na dinamização do ML, para o qual muito contribuiria a fixação de tarifas transitórias agravadas e com revisão trimestral, como aliás o CT já recomendou.

II/G - QUALIDADE DE SERVIÇO

- 1 A qualidade de serviço constitui, no entendimento do CT, um indicador essencial de avaliação do desempenho das empresas reguladas, do grau de satisfação dos consumidores e da adequação e justeza do modelo regulamentar.
- 2 Nesse sentido e reconhecendo que os objetivos de qualidade de serviço devem ser tidos em conta no processo de fixação de tarifas e preços da energia elétrica, o CT sinaliza como aspeto positivo a apresentação pela ERSE do "*Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2010*".
- 3 De uma análise ao Relatório da Qualidade de Serviço 2010, que contém os principais resultados e tendências observadas naquele ano no que concerne a cada uma das dimensões da qualidade de serviço, o CT destaca positivamente a inclusão de novos mecanismos de incentivo à melhoria da qualidade de serviço e a participação da ERSE em exercícios de *benchmark* que permitem assegurar a razoabilidade do seu grau de exigência e validar os esforços das empresas reguladas neste domínio, registando-se o bom desempenho global dos indicadores.
- 4 O Conselho regista que existem ainda seis operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT que não disponibilizaram os elementos necessários relativos à qualidade de serviço.
- 5 Finalmente, o CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica continuarem a apostar na melhoria da qualidade de serviço, aspeto central para a adequação do modelo de regulação e nível de satisfação dos consumidores portugueses.

II/H - PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

1. Além da fixação das tarifas, compete à ERSE, nos termos dos regulamentos em vigor, fixar os preços dos serviços associados às atividades de distribuição e de comercialização de energia elétrica: leitura



extraordinária, interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, quantia mínima em caso de mora e serviços associados à monitorização da qualidade da onda de tensão.

Decorrente da última revisão do [RRC](#)⁴¹⁹, a proposta agora em análise contempla o novo serviço regulado relativo à ativação do fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais (eventos com duração limitada).

2. Analisada a presente proposta, o CT regista com agrado o fato da ERSE ter acolhido a recomendação constante do parecer ao documento "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011*" no qual foi referida a necessidade de "*...os preços fixados apresentarem uma maior aderência aos custos reais.*"
3. Os preços propostos para 2012 aplicáveis às instalações BTE, MT, AT e MAT decorrem dos trabalhos dinamizados pela ERSE e desenvolvidos pelas empresas reguladas, refletindo os custos com a prestação dos referidos serviços. Sempre que viável, a proposta promove a uniformização dos preços, designadamente entre as duas Regiões Autónomas e entre alguns dos preços aplicáveis quer nas Regiões Autónomas, quer em Portugal continental, caso do preço do novo serviço regulado relativo à ligação de instalações eventuais.
4. No caso dos clientes BTN o CT compreende que essa aproximação dos preços aos custos se faça de uma forma gradual de forma a conter, no imediato, o impacto nos clientes.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 16 de novembro de 2011.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 249 e ss.

⁴¹⁹ Regulamento de Relações Comerciais.



◆ Resposta da ERSE ◆

I. GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 17 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014" e os respetivos documentos justificativos complementares. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer aprovando na generalidade a proposta da ERSE.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para a energia elétrica em 2012 tiveram em consideração o parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I/A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

A ERSE regista as preocupações e os alertas do CT sobre o crescimento dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Os CIEG têm assumido um peso significativo nos custos do setor elétrico condicionando, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

Apesar da generalidade dos CIEG decorrer de decisões que extravasam a competência do regulador, a ERSE tem vindo a alertar para o impacto da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG.

As diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacto que estas medidas podem causar, estão em linha com as posições da ERSE, que tem aproveitado para manifestar a sua preocupação, sempre que lhe é solicitado parecer.

I/B – LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

A ERSE partilha das preocupações do CT, quer ao nível da concorrência no setor, quer ao nível dos mecanismos transitórios que assegurem um processo de liberalização sem sobressaltos.

Uma das competências da ERSE é a supervisão dos mercados, em particular do mercado retalhista de energia elétrica, que tem sido reforçada nos últimos anos. A ERSE publica já alguma informação sobre o nível de concorrência no mercado retalhista de eletricidade na síntese mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de eletricidade.

Neste contexto a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objetivo de em breve se publicarem os resultados dos estudos.

A ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar que o processo de liberalização decorra sem sobressaltos.



II. ESPECIALIDADE

II/A – EVOLUÇÃO DO CONSUMO

As previsões de consumo de energia elétrica elaboradas pela ERSE baseiam-se na análise de um conjunto alargado de informação, nomeadamente:

- As previsões enviadas pelas empresas reguladas;
- A comparação entre a evolução histórica dos consumos e as previsões efetuadas em anos anteriores quer pela ERSE quer pelas empresas;
- As tendências observadas relativamente ao consumo de energia elétrica;
- A evolução de indicadores sociais e económicos e de outros fatores (temperatura, dias úteis), com impacto no nível de procura de energia elétrica e tendências observáveis;

Em primeiro lugar, refira-se que nem sempre se verifica uma relação no mesmo sentido entre o consumo referido à emissão e os indicadores macroeconómicos, nomeadamente o PIB e o consumo privado. Assim, considera-se que os indicadores macroeconómicos não devem ser entendidos como únicas variáveis explicativas para o consumo referido à emissão.

Por outro lado, em 2011, os efeitos de sazonalidade não se afiguraram particularmente pronunciados, tendo-se registado temperaturas mais amenas ao longo do ano, o que terá contribuído para um consumo mais moderado de energia elétrica. A evolução do consumo corrigida de temperatura prova este efeito.

Também o número de dias úteis tem influência no consumo de energia elétrica.

Do ponto de vista do regulador, é relevante que as suas previsões de consumo sejam tão independentes quanto possível das previsões das empresas, pois as consequências dos desvios que dela resultem recaem sobre agentes diferentes em função do sentido dos mesmos. Refira-se que os erros de previsão do consumo por defeito constituem uma vantagem financeira para as empresas reguladas, pelo aumento de faturação que originam, o qual é amplificado sempre que estas previsões de consumo são incorporadas no cálculo de parâmetros para o período regulatório, nomeadamente de custos unitários relacionados com a distribuição ou fornecimento de energia elétrica. Atente-se, por exemplo, aos desvios apurados com os últimos dados reais auditados, no ano de 2010, constantes no quadro 0-12 do sumário executivo da proposta e de tarifas e preços, onde se pode constatar que a previsão da ERSE resultou numa procura inferior em cerca de 6% face ao valor real ocorrido nesse ano, sendo o desvio da previsão da empresa no mesmo sentido, mas de amplitude superior, situando-se em cerca de 7%.

No que diz respeito às previsões da ERSE usadas no cálculo das tarifas para 2012, importa salientar que, como se constata no quadro 0-11 do Sumário Executivo da proposta e de tarifas e preços, os fornecimentos de energia elétrica estão 2,9% abaixo dos que foram usados no cálculo das tarifas de 2011, sendo esta redução para a BTN ainda mais vincada (-4,3%).

No que diz respeito ao ponto II/A.3 do parecer do CT, a ERSE reconhece existir um lapso nas previsões de energia distribuída em 2013 e 2014, que foram apresentadas na proposta de "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014" (quadro 4-14). Estas previsões foram retificadas na versão final do documento, de acordo com o apresentado no ponto II/C.3 deste documento.

II/B – FINANCIAMENTO DE DESVIOS

A ERSE não pode deixar de considerar as consequências da atual crise financeira na Europa e em particular em Portugal, à qual nenhuma empresa nacional está imune. Deste modo, a ERSE aumentou os *spreads* a aplicar sobre a taxa de juro Euribor a 12 meses para cálculo dos desvios do ano t-1 no Continente e do ano t-2 nas Regiões Autónomas. Contudo, registre-se que a probabilidade destes desvios serem positivos ou negativos é igual, sendo que qualquer atualização dos *spreads* para além do que se considere economicamente razoável para aplicações de curto prazo poderá ter um impacto negativo, não só em



termos de alocação dos recursos entre agentes económicos, como também no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

II/C 1. REN TRADING

As previsões da ERSE para a evolução do sobrecusto CAE têm em conta, por um lado, as perspetivas de evolução dos custos de produção das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, face à evolução do preço de mercado e, por outro lado, fatores externos às empresas, tais como a renegociação de contratos ou ainda a evolução da procura residual (procura deduzida da produção em regime especial) no mercado. Esta análise é efetuada ponderando-se o comportamento verificado no passado destas centrais.

Nos últimos anos, observou-se uma diminuição substancial da produção da central da Tejo Energia, não só devido à diminuição da procura residual, como também à inversão da ordem de mérito entre as centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural, fruto do acréscimo do preço relativo do carvão. Incentivado pelo mecanismo estabelecido pelo Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril de 2008, a menor utilização da central da Tejo Energia permitiu uma colocação da sua produção predominantemente nas horas de ponta e de cheia e que se materializou numa diferença entre os valores médios da receita unitária e do preço de mercado superior a 50% em 2010.

Por seu lado, a central da Turbogás tem mantido um perfil de colocação da produção em mercado relativamente estável e muito superior às restantes centrais de ciclo combinado, devido aos *floors* de consumo definidos no contrato de fornecimento de gás natural em regime de *take-or-pay*. Deste modo, em 2010 a receita unitária foi inferior ao custo variável de produção (não considerando os custos potenciais de entrada em *take-or-pay*).

Porém, algumas das circunstâncias referidas alteraram-se. Por um lado, perspetiva-se um menor crescimento do preço do carvão face ao petróleo, permitindo a recolocação das centrais térmicas a carvão num maior número de horas do que as centrais de ciclo combinado a gás natural. Por outro lado, a renegociação do contrato de fornecimento de gás natural à Turbogás conduziu à diminuição das quantidades mínimas de gás natural necessárias consumir para não desencadear a cláusula de *take-or-pay*. Neste novo contexto, prevê-se que o fator de utilização da central da Tejo Energia seja superior ao da Turbogás⁴²⁰, permitindo que esta última coloque a sua produção a um preço mais vantajoso do que a Tejo Energia² e, conseqüentemente, possa cobrir os seus custos variáveis.

Esta perceção não invalida a necessidade da REN proceder à renegociação do contrato de AGC celebrado com a Galp, SA, designadamente por forma a rever as quantidades mínimas de gás natural a consumir. Considera-se conveniente que a revisão dos *floors* de consumo possa ter efeitos já em 2012, indo além do estabelecido para este ano na anterior renegociação do contrato de AGC, o que permitiria aproximar o funcionamento da central da Turbogás da sua verdadeira ordem de mérito no contexto Ibérico.

II/C 2. TRANSPORTE

Seguindo as recomendações do CT, a ERSE procedeu a uma reanálise dos fatores de eficiência propostos para o período 2012-2014. A reanálise efetuada incidiu não só sobre os valores de custos efetivamente incorridos em 2010, tal como é proposto pelo CT, mas considerou também uma abordagem mais abrangente com a comparação dos desempenhos da REN e da EDP Distribuição bem como o recurso a um estudo internacional de *benchmarking*. Este estudo designado por "International Benchmarking of

⁴²⁰ Prevê-se que o fator de utilização passe de 51,5% para 45,7% entre 2011 e 2012 no caso da Turbogás e de 38,5% para 49% no caso da Tejo Energia. 2. Reforçado pelo facto das centrais de ciclo combinado a gás natural sejam mais flexíveis na sua utilização do que as centrais térmicas a carvão.

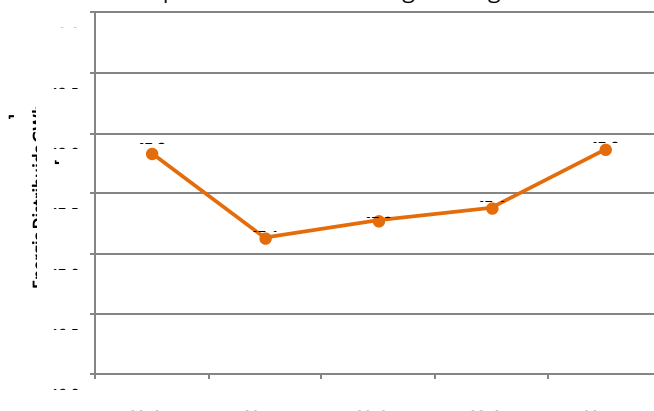


Electricity Transmission System Operators - e⁴²¹Grid Project – Final Report", foi efetuado por Per Agrell e Peter Bogetoft e publicado em Março de 2009³, abrangendo um conjunto de 22 operadores da rede de transporte Europeus, baseando-se em dados disponibilizados pelos vários operadores envolvidos (incluindo a REN). Face ao exposto, designadamente a análise suscitada pelo CT alteraram-se as metas de eficiência a aplicar à REN. A ERSE entende não haver justificação para discriminar positivamente a REN face à EDP nas metas de eficiência impostas a cada empresa, nivelando-as no período regulatório 2012-2014.

Assim, com base na reanálise efetuada optou-se por fixar os parâmetros de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais em 3,5% ao ano, tal como é justificado no documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014".

II/C 3. DISTRIBUIÇÃO

Como mencionado no último parágrafo do ponto II/A deste documento, as previsões da energia veiculada nas redes de distribuição em 2013 e 2014, cujos valores são utilizados para o cálculo da componente variável dos custos de exploração referente ao indutor "Energia distribuída", continham um lapso que é retificado na versão final do documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014" (quadro 4-14). A evolução prevista pela ERSE é a que se encontra na figura seguinte.



II/C 4. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE regista, mais uma vez, as preocupações do CT acerca da evolução económico-financeira da atividade de comercialização de último recurso.

No que diz respeito à definição para 2012 dos *spreads* sobre as taxas de juro Euribor para o apuramento dos ajustamentos, reitera-se o referido no ponto II/B.

O estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU, cujos resultados foram devidamente analisados e ponderados na preparação do novo período de regulação 2012-2014, e o novo modelo de reporte de informação à ERSE que daí resultou, são instrumentos que permitirão uma monitorização mais ativa da evolução dos custos suportados pela atividade de comercialização de último recurso.

Além disso, a ERSE está atenta aos mais recentes desenvolvimentos do mercado, nomeadamente, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

II/D – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/D 1. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

⁴²¹ A versão não pública deste estudo é do conhecimento da REN. A sua versão publica pode se visualizada em http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Benchmarking_electricity_transmission_system_operators.pdf.



A ERSE concorda com a questão levantada pelo CT e reconhece que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico. Nesta matéria a ERSE limitou-se a dar cumprimento ao despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008.

II/D 2. PARÂMETROS PARA A AQUISIÇÃO EFICIENTE DE FUELÓLEO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

No âmbito da definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas, foi contratado um estudo à KEMA. No caderno de encargos referente à contratação do mencionado estudo, assinado em 2009, é expressamente referido que um dos produtos a obter pelo estudo é a "Definição, por tipo de custos, do nível de custos a considerar em 2010, isto é, dos custos eficientes para o ano de 2010, para a EDA e para a EEM". Assim, e tendo em conta o acordado com as empresas, as conclusões do estudo são aplicadas pela ERSE no apuramento final dos proveitos de 2010.

II/E – TARIFAS E PREÇOS 2012

II/E 1. TARIFA SOCIAL E ASECE

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário.

II/E2. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS PRODUTORES

A tarifa *G-charge* foi instituída em Espanha a 1 de janeiro de 2011, estando a ser desenvolvida a subregulamentação que permitirá a sua aplicação. Todavia, de acordo com informações disponibilizadas pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE), apesar de ainda não estar a ser cobrada aos agentes, a sua aplicação terá efeitos retroativos a 1 de janeiro de 2011.

II/E3. TARIFAS DE ACESSO

A alteração efetuada na estrutura de preços da tarifa de energia é marginal afetando essencialmente as tarifas do comercializador de último recurso. Embora a modificação da estrutura de preços da tarifa de energia aponte para um menor incentivo ao consumo em horas de vazio, importa referir que o preço final pago pelos clientes é determinado não apenas pela tarifa de energia, mas também pela tarifa de acesso às redes, a qual tem um peso muito maior nas horas de ponta e cheia (fora de vazio) do que nas horas de vazio.

No que se refere às variações dos preços das tarifas de acesso, importa referir que acréscimos idênticos em valor absoluto refletem-se, naturalmente, em acréscimos superiores em valores percentuais, uma vez que preços de energia de vazio são inferiores aos preços de energia de cheias e de ponta.

As tarifas de acesso às redes resultam da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição e de Uso Global do Sistema. As tarifas de uso das redes têm uma elevada diferenciação por período horário, na medida em que os custos das atividades de redes estão a ser recuperados essencialmente na variável consumo em horas de ponta. Assim, as tarifas de acesso às redes já transmitem incentivos à modelação dos consumos, sendo de estudar o aumento dos incentivos à modulação através da introdução de diferenciação horária dos preços da tarifa de uso global do sistema e da análise dos respetivos impactes tarifários.

No que diz respeito à harmonização das horas de vazio com Espanha, importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua fatura é a parcela relativa aos custos de energia,

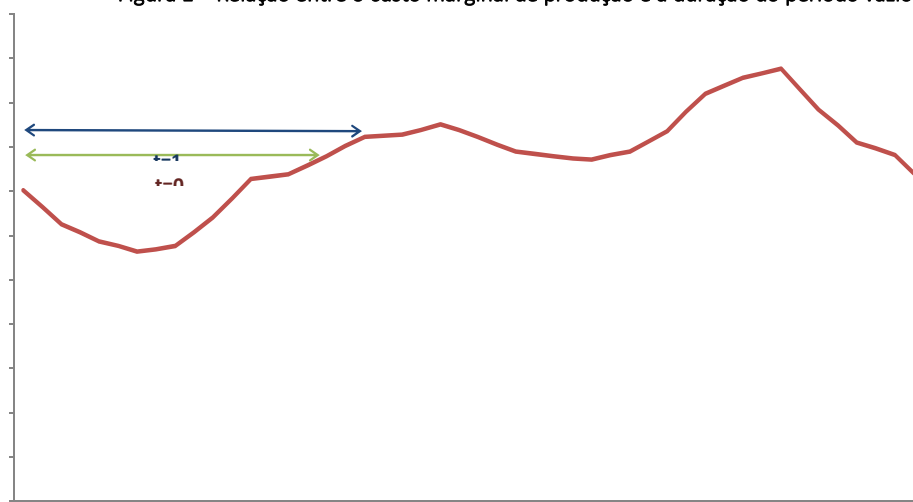


representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT. Os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.

No âmbito das tarifas de acesso às redes os atuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE realizou. Qualquer alteração dos períodos horários deve ser precedida de novos estudos de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade atual das redes elétricas nacionais. Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais. Neste sentido, o preço de energia para cada período horário terá em consideração os custos marginais previstos para esse período.

Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de $t=0$ para $t=1$) pressupõe um aumento do intervalo de custos marginais, o que consequentemente irá resultar num preço médio de vazio superior, e, por conseguinte, numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as horas de ponta e cheias e as horas de vazio.

Figura 1 – Relação entre o custo marginal de produção e a duração do período vazio



Quanto à introdução de um fator de maior agravamento das TVCF transitórias é objetivo da ERSE incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, pelo que tomamos boa nota do comentário. Todavia, considera-se que o fator aplicado na proposta já é incentivador da transferência de clientes para o mercado livre.

No que concerne ao regime de interruptibilidade, a definição desse regime é da competência do Governo. A ERSE concorda que um regime de interruptibilidade harmonizado entre Portugal e Espanha, deverá ser aderente aos custos evitados de segurança de abastecimento e de gestão do sistema.

II/E4. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA E PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário relativos à metodologia referente ao referencial de convergência e à harmonização da estrutura tarifária.



A adequação dos períodos tarifários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo vindo a ser desenvolvidos estudos sobre a localização desses períodos. Assim, conforme já anteriormente manifestado, apesar de se concordar com a criação de um ciclo semanal, considera-se que a introdução do mesmo deve ser precedida de estudos sobre a duração e a localização dos períodos horários, solicitando-se ao operador de rede da Região Autónoma da Madeira informação histórica sobre os diagramas de carga. O operador de rede da Região Autónoma dos Açores já forneceu à ERSE a referida informação.

II/F – MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

O enquadramento legal para a aprovação das tarifas transitórias, anuais, encontra-se estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010. Nos termos deste diploma as tarifas transitórias a aprovar pela ERSE são estabelecidas agora para vigorar durante o ano de 2012.

A ERSE considera que os valores definidos para as tarifas transitórias são incentivadores para a escolha de comercializador em regime de mercado em 2012. No entanto, reconhecendo que esta escolha não depende apenas dos preços das tarifas transitórias, a ERSE procurará complementar a publicação das tarifas transitórias com a divulgação de informação sobre o mercado liberalizado e sobre a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores ou iguais a BTE, disponibilizando, igualmente, ferramentas de apoio à escolha de comercializador.

As previsões da ERSE para o preço da energia no mercado livre tiveram em linha de conta não só a evolução dos preços nos mercados futuros dos combustíveis fósseis e do OMIP, como também com a tendência de crescimento da produção em regime especial num cenário de estagnação ou mesmo de diminuição do consumo de energia elétrica em toda a Península Ibérica previsto para 2012.

Relativamente aos custos da atividade de comercialização a ERSE, nas suas decisões, tem em conta não só a informação da empresa, bem como o contexto de mercado em que atividade se insere, considerando que ainda existe espaço para obtenção de ganhos de eficiência ao nível do CUR.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁴²².

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴²³.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁴²⁴ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2011*"⁴²⁵, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Após ter endereçado convite para o efeito a todos os comercializadores livres e ao comercializador de último recurso o CT procedeu à audição: (i) a 5 de novembro da IBERDROLA S.A., da ENDESA Comercialização de Energia S.A., da EDP Comercial S.A e da FORTIA ENERGIA; (ii) a 11 de novembro, da EDP Serviço Universal S.A.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

NOTAS PRELIMINARES

- 1 Uma vez mais, o CT lamenta que a proposta apresentada pela ERSE não tenha sido precedida, como desejável, da revisão da lei orgânica da ERSE.
- 2 Nos pareceres que emitiu em 2007, 2008 e 2009 o CT teve oportunidade de alertar para a necessidade de recompor o CT para que o mesmo pudesse refletir a atual organização do setor elétrico.
- 3 A não recomposição do CT afasta os comercializadores livres e o próprio comercializador de último recurso da discussão das tarifas e preços que os afetarão e devem refletir nos seus clientes.
- 4 Por sua iniciativa, o CT entendeu convidar os comercializadores para, por escrito ou na audição, elencarem os aspetos que consideravam essencial estar incluídos nas tarifas e preços para 2011.
- 5 Fizeram-se representar na audição do CT a IBERDROLA S.A., a ENDESA Comercialização de Energia S.A., a EDP Comercial S.A e a FORTIA ENERGIA e ainda a EDP Serviço Universal S.A..
- 6 Os comercializadores livres (que atualmente servem cerca de 40% do consumo nacional), aguardam a fixação de tarifas e preços por parte da ERSE, o que poderá ir até 15 de dezembro, para que possam trabalhar as estratégias comerciais, as suas propostas e contratos a propor aos seus clientes, designadamente quanto a tarifas de acesso, dependentes da fixação feita pelo regulador.
- 7 Recomenda, assim, o Conselho que a ERSE desenvolva todas as diligências junto das entidades competentes no sentido da rápida e efetiva alteração da composição deste órgão.

⁴²² Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴²³ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴²⁴ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴²⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



I

GENERALIDADE

O Conselho Tarifário na elaboração deste parecer esteve ciente que, quer os consumidores de energia elétrica, quer as empresas atravessam um contexto económico-social difícil e que os acréscimos tarifários propostos representarão dificuldades acrescidas.

I/A - DADOS PRÉVIOS À PROPOSTA

1. Em pareceres anteriores, o CT manifestou a necessidade de serem apresentadas pela ERSE informações que considerou determinantes para o processo de elaboração de tarifas e preços e para a consequente análise da proposta pelo Conselho.
2. Nesta conformidade, o CT releva a ausência reiterada dos seguintes elementos:
 - (i) Documento com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas;
 - (ii) Estudo comparativo, na UE15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE)⁴²⁶;
 - (iii) Estudo sobre o impacte nas tarifas do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, recentemente alterado pelo Decreto-Lei n.º 18-A/2010, de 25 de outubro;
 - (iv) Custos da atividade de comercialização de energia elétrica⁴²⁷ ;
 - (v) Custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas RA's, sendo que se tratam de parâmetros cujo conhecimento e publicação é regulamentarmente exigida, tendo sido sucessivamente protelada para momento posterior não calendarizado.
3. Atento a que o ano 2011 será o último do atual triénio regulatório e que no próximo ano será apresentado ao CT não apenas a proposta de tarifas e preços para o ano seguinte como também a proposta de parâmetros para todo um novo triénio regulatório, o CT considera ser fundamental que a ERSE conclua e apresente atempadamente os documentos solicitados.

I/B - COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

1. O CT considera que, salvo a ocorrência de circunstâncias imprevisíveis, a ERSE deve pugnar pela manutenção de um cenário regulatório estável, durante o período de análise da proposta de tarifas e preços.
2. O CT considera existirem este ano circunstâncias excecionais que justificam que a ERSE apresente a proposta de tarifas e preços para o ano seguinte em simultâneo com a proposta de revisão do RT,
3. Efetivamente, o CT constata que em 2010 foi produzida vasta legislação, quer pelo Governo, quer pela Assembleia da República, destacando-se:
 - Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, que procede à alteração à taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como dos terrenos situados fora desse domínio

⁴²⁶ Na resposta ao parecer do CT, a ERSE remeteu para *links* que se considera não esclarecerem cabalmente as preocupações do CT.

⁴²⁷ O CT foi informado que o referido estudo ter-se-á iniciado muito recentemente.



arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroelétricos;

- Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que estabelece o regime de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Elétrico Nacional;
 - Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em Muita Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE);
 - Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que determina a extinção do mecanismo da conta de correção de hidraulicidade, estabelecendo as regras transitórias a adotar até à extinção do mesmo e revogando o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro;
 - Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de outubro (ainda não publicado), que tem como objeto a criação de tarifas sociais de acesso às redes e de fornecimento de energia elétrica e a definição do regime jurídico para a sua aplicação;
4. Foi ainda publicado o Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de outubro, que revê o regime jurídico da microprodução, com evidentes repercussões no RT, RRC e ainda nos pressupostos que presidiram à elaboração da proposta, pelo que o CT sugere que a ERSE reformule a sua proposta em consonância com o disposto neste Decreto-Lei.
 5. Mais recomenda o CT que seja, igualmente, desencadeado o processo de revisão do RRC na sequência das alterações legislativas acima mencionadas evitando a falta de sintonia entre ambos.

II

ESPECIALIDADE

II/A - REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

1. A compensação tarifária prevista para 2009 para a EDA e EEM, incorporou o montante de 50 milhões de euros⁴²⁸ em conformidade com o despacho do Senhor Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro de 2008, que referia que o pagamento daquele montante deveria ocorrer até 31 de Janeiro de 2009.
2. Tendo passado dois anos sobre a data de emissão do referido despacho, o Conselho Tarifário constata que, em virtude de também não ter recebido qualquer verba ao abrigo do citado Despacho, a REN não efetuou a transferência do valor mencionado no ponto I para as empresas das Regiões Autónomas.
3. A proposta de tarifas para 2011 propõe que as empresas insulares devolvam, com encargos financeiros, ao sistema elétrico o excedente tarifário apurado em 2009, não tomando em consideração que as mesmas ainda não receberam o referido montante.
4. Esta situação vai agravar o nível de endividamento das empresas reguladas EDA e EEM, e dada a sua reduzida dimensão, irá decerto ter um impacto negativo na perceção dos mercados, pelos respetivos riscos de crédito, conduzindo, inevitavelmente, a um agravamento do preço dos seus financiamentos,

⁴²⁸ Valor de equilíbrio económico-financeiro previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, determinado nos termos do Despacho n.º 16 982/2007, de 2 de agosto.



afetando o equilíbrio económico e financeiro das mesmas e, por essa via, aportar mais custos ao sistema elétrico.

5. O CT reconhecendo o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas das Regiões Autónomas, recomenda que a ERSE desenvolva todas as medidas ao seu alcance para minimizar este problema com reflexos preocupantes nas demonstrações financeiras da EDA e da EEM, sem contudo deixar de salvaguardar que nenhum encargo adicional seja imputado às tarifas.

II/A 2. EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS EM MAT, AT, MT E BTE

1. A proposta de tarifas para 2011, em cumprimento do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, prevê a extinção das TVCF acima de 41,4 kW em MAT, AT, MT e BTE em Portugal Continental.
2. O processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o implementado após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março⁴²⁹, determinou que as TVCF daquelas regiões convergissem para as TVCF do Continente.
3. Com a extinção daquelas tarifas em Portugal Continental, deixa de existir um referencial para a referida convergência, o que se verifica já na proposta de tarifas para 2011 e na qual a ERSE optou por transitoriamente: "*(...) aplicar às TVCF em MT e BTE das Regiões Autónomas uma variação tarifária idêntica à de BTN preservando-se a estrutura tarifária de 2010 por aplicação de idêntica variação a todos os preços*"⁴³⁰.
4. O CT considera pertinente a futura regulação das tarifas nas Regiões Autónomas, tendo ciente que este "...assunto será tratado no quadro de uma revisão regulamentar integrando um processo de discussão pública"⁴³¹.
5. O CT entende, ainda, que antecedendo esta revisão regulamentar devem ser analisadas as soluções já implementadas em mercados semelhantes dentro da União Europeia para que a proposta que a ERSE venha a apresentar, durante o primeiro semestre de 2011, tenha em consideração aquelas soluções.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1. Os custos com o novo regime de interruptibilidade criado pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho e os custos com a garantia de potência que derivam da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, constituem custos da atividade de gestão global do sistema não controláveis pela empresa.
2. Dada a recente criação destes novos mecanismos, os correspondentes montantes estimados pela ERSE, para inclusão nas tarifas de 2011, contêm seguramente elevada incerteza, pelo que é

⁴²⁹ Cf. Preâmbulo do diploma: "*O fornecimento de energia elétrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado & generalidade dos consumidores nacionais em condições de igualdade. Saliente-se que o normativo que institui o mercado interno da eletricidade prevê na organização deste mercado que, para garantir a defesa do consumidor, se possam impor obrigações de serviço público onde, por si só, a concorrência não possa assegurar tal fim. Uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da eletricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões. Importa, pois, dentro do atual quadro jurídico-constitucional adotar as soluções conducentes à uniformização do tarifário: desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003, salvaguardando a energia elétrica de produção local que, por imperativo constitucional, continuará a ter um tratamento autónomo à semelhança, aliás, do que acontece no continente*".

⁴³⁰ Cf. pág. 29 do Documento "Estrutura Tarifária do Sector Elétrico em 2011".

⁴³¹ Cf. pág. 29 do Documento "Estrutura Tarifária do Sector Elétrico em 2011".



recomendável que os correspondentes ajustes possam ser efetuados provisoriamente em t+1 e os definitivos em t+2.

IVB 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

1. Os parâmetros de regulação das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização, para o período regulatório 2009-2011, foram definidos em 2008 com base em projeções de consumo, do deflator do PIB, tendo o CT manifestado dúvidas quanto a alguns dos valores dos pressupostos assumidos pela ERSE, entre os quais os inerentes às estimativas da evolução do consumo⁴³².
2. A fórmula de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica apresenta uma dependência muito acentuada da evolução do consumo (cerca de 50% para a EDP Distribuição e 100% para a EDA e para a EEM).
3. Numa atividade de capital intensivo, e apesar do entendimento da ERSE⁴³³ de que a estrutura de custos de um operador de redes de distribuição (ORD) reflete essencialmente custos fixos relacionados com as infraestruturas, o CT constata que o fator consumo coloca em risco a sustentabilidade dos proveitos desta atividade. Efetivamente, face ao que se encontrava estimado para o atual período regulatório, registou-se uma quebra acentuada dos consumos em 2009, com repercussão nos anos subsequentes, conforme se constata na proposta tarifária para 2011.
4. Adicionalmente, a diferença entre o deflator do PIB implícito no cálculo dos parâmetros regulatórios e o considerado atualmente no cálculo dos proveitos permitidos gera uma perda expressiva de proveitos, tendo em conta que as amortizações e a remuneração do ativo, apresentam uma elasticidade praticamente nula face ao deflator do PIB.

⁴³² Cf. [parecer](#) de 17 de novembro de 2008.

⁴³³ Cf. Documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011", pág. 31.



| ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA | EDP Distribuição | | | EDA | | | EEM | | |
|---|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2009 | 2010 | 2011 | 2009 | 2010 | 2011 |
| Perda de proveitos consumo e IPIB | | | | | | | | | |
| 1 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros) | 152.290 | 155.570 | 158.393 | | | | | | |
| 2 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2009/2010 ** (10 ³ Euros) | | 153.889 | 153.443 | | | | | | |
| 3 Componente variável em AT/MT - ERSE 2008 * (Euros/KWh) | 0,00591 | 0,00589 | 0,00584 | 0,019494 | 0,019986 | 0,020232 | 0,021807 | 0,022533 | 0,023351 |
| 4 Componente variável em AT/MT - ERSE 2009/2010 ** (Euros/KWh) | | 0,005821 | 0,005655 | | 0,019770 | 0,019599 | | 0,022293 | 0,022634 |
| 5 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh) | 47.881 | 49.082 | 50.352 | 840 | 873 | 905 | 975 | 1.015 | 1.057 |
| 6 Energia AT/MT - Real 2009/estimativa ERSE 2010 (GWh) | 46.174 | 47.945 | 48.915 | 793 | 814 | 837 | 931 | 933 | 944 |
| 7 Componente fixa em BT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros) | 211.673 | 212.367 | 213.132 | | | | | | |
| 8 Componente fixa em BT - ERSE 2009/2010 ** (10 ³ Euros) | | 210.043 | 206.388 | | | | | | |
| 9 Componente variável em BT - ERSE 2008 * (Euros/KWh) | 0,01031 | 0,01005 | 0,00981 | 0,044573 | 0,043515 | 0,042081 | 0,031659 | 0,031387 | 0,030952 |
| 10 Componente variável em BT - ERSE 2009/2010 ** (Euros/KWh) | | 0,009940 | 0,009487 | | 0,043026 | 0,040715 | | 0,031038 | 0,029955 |
| 11 Energia BT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh) | 25.100 | 25.819 | 26.366 | 494 | 513 | 531 | 727 | 757 | 788 |
| 12 Energia BT - Real 2009/estimativa ERSE 2010 (GWh) | 24.898 | 25.732 | 26.084 | 473 | 485 | 500 | 686 | 688 | 695 |
| 13 Prov. variáveis - ERSE 2008 (10 ³ Euros) [(3)x(5)+(9)x(11)]x1000 | 541.539 | 548.458 | 554.636 | 38.386 | 39.763 | 40.670 | 44.292 | 46.632 | 49.058 |
| 14 Prov. variáveis - ERSE 2010 (10 ³ Euros) [(3)x(6)+(9)x(12)]x1000 | 529.376 | 540.890 | 541.515 | 36.532 | 37.389 | 37.989 | 42.028 | 42.624 | 43.550 |
| 15 Perda Consumo (10 ³ Euros) *** (14)-(13) | -12.162 | -7.568 | -13.121 | -888 | -2.373 | -2.682 | -1.133 | -4.007 | -5.508 |
| 16 Prov. fixos e variáveis - ERSE 2008 (10 ³ Euros) [(3)x(5)+(9)x(11)]x1000+(1)+(7) | | 916.392 | 926.161 | | 39.763 | 40.670 | | 46.632 | 49.058 |
| 17 Prov. fixos e variáveis - ERSE 2010 (10 ³ Euros) [(4)x(5)+(10)x(11)]x1000+(2)+(8) | | 906.298 | 896.620 | | 39.323 | 39.366 | | 46.124 | 47.516 |
| 18 Perda IPIB (10 ³ Euros) (17)-(16) | | -10.094 | -29.541 | | -440 | -1.304 | | -508 | -1.542 |
| 19 Efeito sobre consumo/IPIB (10 ³ Euros) [(6-5)x(4-3)+(12-11)x(10-9)]x1000 | | 33 | 421 | | 26 | 86 | | 44 | 173 |
| 20 PERDA TOTAL (10 ³ Euros) (15)+(18)+(19) | | -71.978 | | | -7.575 | | | -12.461 | |

* considera um IPIB de 2,6% para 2010 e 2011
** considera um IPIB de 1,5% para 2010 e 0,5% para 2011
*** Inclui (reposição do desvio de quantidades em 2009, relativamente à EDA e EEM

Fonte: ERSE, EDA, EDP, EEM

5. Assim, atendendo a que no ano 2011 será apresentada uma nova proposta de parâmetros para o período regulatório 2012-2014, o CT considera útil que a ERSE reveja o modelo de regulação na distribuição tendo em conta o impacto dos parâmetros regulatórios fixados para o triénio 2009-2011, no que concerne à exequibilidade das metas de eficiência definidas e ao efeito do consumo e do IPIB.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

- Relativamente às atividades de comercialização, o CT constata que, de acordo com a informação incluída na proposta⁴³⁴, no ano de 2009, todas as empresas reguladas (EDPSU, EDA e EEM) apresentaram resultados operacionais negativos.
- Sem prejuízo do acompanhamento e avaliação da aplicação do modelo regulatório nas atividades de comercialização das empresas reguladas, o CT espera que o novo quadro tarifário permita obter uma rentabilidade adequada ao normal desenvolvimento destas atividades.

II/C - MERCADO LIVRE E TARIFAS TRANSITÓRIAS

- A opção da ERSE em conter a repercussão dos custos do sistema em anos anteriores conduziram ao estabelecimento de tarifas de acesso artificialmente baixas que potenciaram a saída de um número significativo de clientes para o mercado.
- Durante o ano de 2010 os preços de eletricidade no mercado grossista ibérico apresentaram valores anormalmente baixos em resultado da conjugação de preços baixos dos combustíveis e da hidraulicidade elevada, beneficiando os consumidores fornecidos por comercializadores em mercado livre.

⁴³⁴ Páginas 116, 119 e 122 do documento "Ajustamentos referentes 2009 e 2010 a repercutir em 2011.



3. Não sendo expectável a repetição das condições favoráveis de 2010 em 2011, verificar-se-á um acréscimo de preço nos consumidores em mercado livre como consequência quer do aumento da tarifa de acesso quer do expectável aumento do preço da energia no mercado grossista.
4. A partir de 1 de janeiro de 2011, são extintas as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE no Continente, procedimento este estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010 de 29 de setembro.
5. Para os clientes que se mantenham no CUR até encontrarem um comercializador em regime de preços livres, o regulador propõe a aplicação duma tarifa transitória a qual apresenta aumentos percentuais significativos face a ano passado (os acréscimos médios estimados são de 10% em AT e MAT e de 4% em MT e BTE).
6. Esta tarifa transitória aplica um fator de agravamento à tarifa aditiva correspondente à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio de energia e do custo de comercialização regulada, tendo sido definida pela ERSE para incentivar a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre.
7. O sobreprovento decorrente do fator de agravamento estimado pela ERSE em cerca de 53 milhões de euros, dependendo do ritmo de transferência de clientes para o mercado livre, é traduzido numa redução das tarifas de UGS.
8. O CT recomenda que ERSE monitorize a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre, sugerindo a introdução dum mecanismo de agravamento crescente com uma periodicidade trimestral.
9. Este reforço da liberalização do mercado da eletricidade, protagonizado pela extinção das tarifas reguladas em MAT, AT, MT e BTE, ocorrerá num período de acréscimo de preços de eletricidade, decorrente nomeadamente dos acréscimos de preços e no mercado grossista e dos custos de interesse económico geral.
10. O CT revela preocupação sobre a forma como os consumidores poderão reagir a esta transição, tal como aconteceu noutros setores anteriormente liberalizados. Recomenda, por isso, o CT que a informação sobre as novas tarifas seja o mais clara possível obviando a que seja feita uma associação entre o aumento dos preços e o processo de liberalização, cujo mérito não deve ser colocado em causa.
11. Tendo em vista contribuir para uma melhor informação, o CT considera que a tarifa transitória deve ser claramente identificada como "transitória com fator de agravamento".

II/D - INTERRUPTIBILIDADE

1. O CT congratula-se com a publicação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, aderente às várias sugestões oportunamente expressas em anteriores pareceres.
2. O Conselho, ciente de que o estabelecimento deste regime tem como efeitos um acréscimo dos proveitos permitidos, e consequentemente um aumento da tarifa UGS a pagar por todos os consumidores, releva a importância do mesmo nomeadamente para os grandes consumidores de energia, que deste modo veem ultrapassado um dos entraves à sua mudança para o mercado.
3. No entanto, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação pelo facto do disposto no art. 80.º alínea d), da referida Portaria: "*Instalar os equipamentos de medida, registo e controle necessários para a gestão, controle e medida do serviço, a definir tecnicamente pela ERSE, no prazo máximo de 60 dias após a publicação da presente portaria*" ainda não ter sido concretizado.



4. Assim, o CT recomenda a criação dum regime transitório que seja acessível a todos os clientes em mercado.

II/E - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A evolução da qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas nas suas diversas dimensões - continuidade de serviço, qualidade de onda de tensão e qualidade de serviço comercial — constitui um indicador determinante para avaliar quer o desempenho das empresas reguladas, quer o nível de satisfação dos consumidores quer, inclusive, a adequação do modelo regulatório em vigor.
2. Assim, e reiterando o entendimento seguido quanto à necessidade de a evolução da qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica dever ser tida em conta no processo anual de fixação de tarifas e preços dos serviços de energia elétrica, o CT sublinha e valoriza o envio pela ERSE, em 11 de outubro de 2010, do "Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2009".
3. De uma análise ao Relatório da Qualidade de Serviço 2009, que contém os principais resultados e tendências observadas naquele ano no que tange a cada uma das dimensões da qualidade do serviço, o CT destaca as melhorias alcançadas pelas empresas reguladas neste domínio e recomenda uma especial atenção para a resolução futura dos incumprimentos detetados pela ERSE.
4. Finalmente, o CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica continuarem a apostar na melhoria da qualidade de serviço, aspeto central para a adequação do modelo de regulação e nível de satisfação dos consumidores portugueses.

II/F - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Nos termos dos regulamentos em vigor, para além das tarifas, compete à ERSE a fixação dos preços de serviços regulados associados às atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica: leitura extraordinária, interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, quantia mínima em caso de mora e serviços associados à monitorização da qualidade da onda de tensão.
2. Em termos genéricos, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos nos últimos anos, designadamente a limitação dos aumentos dos preços à variação do índice de preços no consumo privado para os preços aplicáveis à BTN.
3. A ERSE refere, no entanto, que se verificam atualmente situações que justificam uma análise aprofundada, designadamente: subsidiação cruzada entre clientes e, em alguns casos, preços fixados para Portugal continental inferiores aos fixados para as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.
4. O CT concorda que estas situações justificam uma análise aprofundada e sublinha a pertinência duma reavaliação pela ERSE, durante o primeiro semestre do próximo ano, recomendando que os resultados da mesma já possam ser tidos em conta na próxima fixação de tarifas e preços e de parâmetros regulatórios a ocorrer em 2011.
5. O CT considera que, no tocante aos serviços, não apenas a ERSE deve definir a melhor tipologia de serviços a prestar como, ainda, os preços fixados devem apresentar uma maior aderência aos custos reais.

II/G - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

1. Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de acesso às redes



pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2011 atingem o valor total de 2,4 mil milhões de euros, traduzindo um aumento de 31,8% face ao ano anterior.

- O valor líquido⁴³⁵ a considerar na fixação de tarifas representa 32,1% do total dos proveitos de energia elétrica em Portugal Continental em 2011, contra 22,3% em 2010. Salienta o CT o elevado peso que esta rubrica apresenta na estrutura do preço médio das tarifas de venda a clientes finais do CUR para o segmento da BT: mais de 40%.
- Dissecando a evolução destes custos, com foco nas componentes mais expressivas, é este o retrato da situação apresentada na proposta da ERSE:

Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral existentes para fixação das tarifas de 2011 existentes para fixação de tarifas de 2010 — Quadro 1

| | 2010 | 2011 | Unidade: 10 EUR Variação 2011/2010 |
|--|---------|-----------|--|
| Sobrecusto da PRE | 805 123 | 1 209 712 | 50,30% |
| Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) | 305 026 | 427 012 | 40,00% |
| Sobrecusto dos CAE | 248 060 | 299 780 | 20,80% |

- A lógica de determinação destes sobrecustos [que visam complementar o nível de proveitos obtidos com base nos preços no mercado com as condições contratuais negociadas] têm manifestamente impedido os consumidores de usufruírem das singulares condições benéficas consubstanciadas no baixo preço de energia verificado nos mercados organizados (em torno de 40 €/MWth, valores reais até Agosto 2010⁴³⁶).
- A evolução significativa e sustentada destas parcelas ao longo dos últimos anos, quer no que diz respeito à produção em regime especial, quer na produção ordinária (CMEC e CAE) aliada ao elevado patamar atingido atualmente sugere a necessidade oportuna de uma reflexão profunda sobre a sua justeza e adequação aos interesses dos principais beneficiários de um suposto mercado concorrencial e competitivo, os consumidores.

Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral existentes para fixação das tarifas de 2011 criados e reformulados legislativamente em 2010 — Quadro 2

| | 2010 | 2011 | Unidade: 10 EUR Variação 2011/2010 |
|-----------------------------------|--------|--------|--|
| Terrenos das centrais | 13 406 | 24 205 | 80,60% |
| Custos com a garantia de potência | 0 | 66 600 | n.a. |

- A Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho, procedeu à revisão da taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroelétricos, passando do indexante IPC para uma taxa *swaps* interbancária acrescida de meio ponto percentual, com efeitos a partir de Janeiro de 2011.

⁴³⁵ Ao valor total são deduzidos, para a fixação de tarifas em 2011, 365 milhões de Euros referentes à medida de estabilidade e sustentabilidade de mercados e 181 milhões de Euros fruto da reposição gradual da reclassificação da cogeração FER.

⁴³⁶ Cf. pág. 61 do documento da proposta.



7. O CT não vislumbra razões estruturais, estáveis e coerentes para esta alternância de taxas de remuneração ao longo da última década e constata, nesta proposta, as suas consequências imediatas e diretas ao aumentar em mais de 10 milhões de Euros os proveitos da REN em 2011 (+ 80,60%).
8. A introdução de uma nova componente "garantia de potência" através da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, estimada pela ERSE em mais de 66 milhões de Euros, vem juntar-se à longa lista dos CIEG.
9. Enquadrada na busca de uma harmonização regulatória a nível ibérico, não pode deixar o CT de manifestar surpresa por este incentivo ao investimento aplicar-se às centrais já em exploração ou com licenças já atribuídas. A previsível evolução deste custo, com as regras em vigor, afigura um impacto significativo na determinação das tarifas.
10. O CT tem reiteradamente alertado nos seus pareceres para o crescimento exponencial destes CIEG e pedido à ERSE para diligenciar, junto das instâncias competentes, a sua inquietação quanto ao condicionamento que os mesmos acarretam na fixação anual de tarifas. Infelizmente, tal parece não ter produzido efeitos dado que, não só se assiste a um crescendo volume de encargos a suportar pelos consumidores de energia elétrica, como são criadas, com alguma regularidade, novas componentes.
11. Assim, o CT entende que é imperioso apelar a uma reflexão, ousada, procurando alcançar medidas urgentes visando uma redução dos CIEG no setor elétrico. Nos últimos dois anos, foi possível amenizar este impacto graças aos ajustamentos de anos anteriores (em favor das tarifas) mas teme o CT que tal situação possa, muito provavelmente, não voltar a acontecer (ou com valores sem significado).
12. Julga o CT que é a própria sustentabilidade do setor que está em jogo podendo esta situação gerar níveis insustentáveis e socialmente inaceitáveis já no ano de 2012.
13. Reitera, assim, o CT o seu apelo à ERSE para que esta promova as necessárias diligências junto das entidades competentes com vista à rápida inflexão desta trajetória, procurando, se necessário, formas mais eficazes de comunicação e sensibilização, salientando, nomeadamente, que são os próprios objetivos e eficácia da regulação do setor que estão em causa.

II/H - TARIFA SOCIAL

1. O CT reiteradamente expressou, em pareceres de anos anteriores, a necessidade de serem definidos os critérios de atribuição da tarifa social. Decorre, por outro lado, da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da eletricidade⁴³⁷, a necessidade dos Estados-Membros estabelecerem o conceito de clientes vulneráveis, podendo incluir as situações de pobreza energética e de aprovar as medidas adequadas à proteção de tais clientes.
2. Assim, o CT congratula-se com a criação dum enquadramento legislativo com os critérios de atribuição da tarifa social⁴³⁸, definindo o universo de consumidores em situação de carência socioeconómica, nomeadamente:
 - ✓ Os beneficiários do complemento solidário para idosos;
 - ✓ Do rendimento social de inserção;
 - ✓ Do subsídio social de desemprego;
 - ✓ Do primeiro escalão do abono de família;
 - ✓ Da pensão social de invalidez.

⁴³⁷ Com limite de transposição para o ordenamento jurídico nacional até 3 de março de 2011.

⁴³⁸ Regime aprovado em Conselho de Ministros, mas ainda não publicado.



3. A introdução de novos critérios de atribuição de uma tarifa social alarga o universo atual de cerca de 6 mil para, previsivelmente, 670 mil agregados familiares, que correspondem a mais de 1 milhão de pessoas, sendo que anualmente será fixado pelo Ministro responsável pela área da energia o limite máximo da variação da tarifa social.
4. Para 2011, o aumento anual de tarifa para os beneficiários da tarifa social foi limitado a 1%, tendo para o efeito a ERSE estabelecido um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal — o que garante a sua aplicabilidade independentemente do seu comercializador — e ainda uma tarifa social de venda a clientes finais aplicável pelo comercializador de último recurso.
5. A proposta apresentada pela ERSE para a tarifa aplica o desconto na componente fixa e não na energia "de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso energia elétrica opção que o CT acolhe como adequada.
6. Embora a expressão económica deste limite resulte, em 2011, num desconto pouco expressivo, assinala-se que, com a implementação desta medida, cerca de 12% dos consumidores em BTN poderão ter acréscimos tarifários limitados a ao invés dos 3,8%, passando este segmento a estar mais protegido de aumentos significativos no futuro.
7. O financiamento do referido desconto será assegurado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário.
8. A partir de 1 de janeiro, o universo de consumidores atualmente abrangidos pela tarifa social só poderá continuar a beneficiar da mesma, à luz do novo regime, após demonstração da situação de carência socioeconómica. Pelo que, o CT considera ser pertinente estabelecer uma disposição transitória que evite a interrupção do benefício tarifário aos consumidores vulneráveis.
9. O CT alerta também a ERSE para a necessidade de introduzir já no próximo período regulatório uma harmonização dos escalões de potência contratada na BTN com os clientes das Regiões Autónomas.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 15 de novembro de 2010.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 253 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

I – GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 15 de outubro ao Conselho Tarifário (CT) a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011 e os respetivos documentos justificativos complementares. O Conselho Tarifário emitiu o seu parecer aprovando na generalidade a proposta da ERSE.

A ERSE procedeu à apreciação do parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para a energia elétrica em 2011 tiveram em consideração o parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I/A - DADOS PRÉVIOS À PROPOSTA

A ERSE regista a apreciação do CT relativamente à disponibilização de informação específica sendo que considera que a informação disponibilizada garante solidez ao trabalho de análise e apreciação da proposta de tarifas.

No que se refere ao impacto da alteração dos custos da microprodução decorrente do Decreto-Lei n.º 118 A/2010, de 25 de outubro, já foi devidamente considerado no cálculo dos proveitos permitidos para 2011.

Relativamente aos custos da atividade de comercialização de energia elétrica, o estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU está a decorrer, antevendo-se que os resultados finais serão disponibilizados a fim de serem considerados na definição dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

O estudo para definição de custos eficientes nas regiões autónomas com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo encontra-se em fase de finalização. Os resultados do relatório preliminar, entretanto disponibilizados, já foram analisados e considerados na presente proposta de tarifas, sendo, se for o caso, posteriormente corrigidos com base na análise do relatório final. Este relatório uma vez validado por parte da ERSE, será disponibilizado aos interessados.

Adicionalmente, será também disponibilizado o estudo referente ao desempenho económico-financeiro das empresas reguladas do setor elétrico. Este estudo será simultaneamente uma importante plataforma para a definição da base de custos e parâmetros das empresas reguladas para o próximo período de regulação.

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

A ERSE recebe com agrado os comentários favoráveis do Conselho Tarifário (CT) à proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) e o seu reconhecimento ao facto da proposta de revisão do RT ter sido submetida a parecer do CT em simultâneo com a proposta de tarifas e preços para 2011.

Na verdade, a existência de diversa legislação, cuja publicação ocorreu muito próximo da definição de tarifas para 2011, conduziu a uma alteração do RT em paralelo com aquele processo de cálculo.

A ERSE concorda com a recomendação do CT acerca da revisão do RRC, a qual deve ocorrer oportunamente.



II. ESPECIALIDADE

II/A – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A.1 – EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

A ERSE concorda com a questão levantada pelo CT e reconhece que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziram o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico. No entanto, a ação da ERSE está condicionada ao cumprimento do disposto no despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A ERSE reconhece que o mecanismo de interruptibilidade e o mecanismo de garantia de potência podem gerar desvios face aos valores ocorridos. No processo anual de cálculo de proveitos permitidos e definição de tarifas serão feitos todos os esforços para minimizar os efeitos de eventuais divergências.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

A ERSE, como referido várias vezes, no exercício das suas funções, atenta ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, monitoriza anualmente a evolução dos proveitos permitidos e a evolução dos custos das empresas com vista à fixação dos parâmetros para o período de regulação seguinte.

Como tal, e dado o início de um novo período de regulação, a ERSE regista as preocupações e sugestões do CT sobre as fórmulas de regulação utilizadas na atividade de distribuição de energia elétrica no continente e nas regiões autónomas, as quais serão tidas em conta na melhoria dos modelos regulatórios subjacente à preparação do próximo período de regulação.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

A ERSE regista, mais uma vez, as preocupações do CT acerca dos resultados operacionais da atividade de comercialização.

Como já referido no ponto I/A, está em curso um estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU, cujos resultados serão devidamente analisados e ponderados na preparação do novo período de regulação 2012-2014.

Além disso, a ERSE está atenta aos mais recentes desenvolvimentos do mercado, nomeadamente, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, no Continente, para consumos em MAT, AT, MT e BTE, os quais devem ser devidamente considerados no cálculo dos parâmetros para o próximo período de regulação.

II/C – MERCADO LIVRE E TARIFAS TRANSITÓRIAS

A ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação.

O enquadramento legal para a aprovação das tarifas reguladas de venda a clientes finais pela ERSE encontra-se estabelecido na legislação do setor elétrico. Em particular, o enquadramento legal para a



aprovação das tarifas transitórias, anuais, em 2011, é estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010. Nos termos deste decreto-lei as tarifas transitórias a aprovar pela ERSE são estabelecidas agora para vigorar durante o ano de 2011.

A ERSE considera que os valores definidos para as tarifas transitórias são, em princípio, suficientemente incentivadores para a escolha de comercializador em regime de mercado em 2011. No entanto, reconhecendo-se que esta escolha não depende apenas dos preços das tarifas transitórias, a ERSE procurará complementar a publicação das tarifas transitórias com a divulgação de informação sobre o mercado liberalizado e sobre a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores ou iguais a BTE, disponibilizando, igualmente, ferramentas de comparação de preços no mercado e de apoio à escolha de comercializador.

Ainda assim, no âmbito da monitorização do regime transitório referido e caso tal se venha a revelar conveniente, a ERSE poderá efetuar propostas de alteração caso se afigure necessário para a boa transição dos clientes de MAT, AT, MT e BTE para o mercado livre.

Finalmente, a ERSE salienta que a inclusão de preços agravados nas tarifas transitórias dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 104/2010, é efetuada de forma a não distorcer o funcionamento do mercado, revertendo as receitas desses agravamentos para a tarifa de acesso às redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

II/D – INTERRUPTIBILIDADE

O regime de interruptibilidade foi definido pelo Governo através da Portaria n.º 592/2010. Assim, a definição de qualquer modalidade transitória adicional a este regime está também na esfera de atuação do Governo.

II/F – PREÇOS DOS SERVIÇOS

A ERSE concorda com a abordagem preconizada pelo Conselho Tarifário de proceder a uma análise aprofundada desta matéria com os operadores de redes e os comercializadores de último recurso.

Nesse sentido, a ERSE promoveu já a realização de uma reunião de trabalho para analisar os valores dos preços previstos no RRC e no RQS. Será igualmente analisada a possibilidade de proceder a uma convergência progressiva dos preços dos serviços regulados a nível nacional.

O arranque dos trabalhos com os operadores de rede e com os comercializadores de último recurso ainda em dezembro de 2010 permitirá assegurar que a proposta de preços dos serviços regulados para 2012 já possa integrar os resultados dos trabalhos que se espera sejam concluídos até ao final do 1.º semestre de 2011.

Relativamente à tipologia dos serviços a prestar, na fase atual do mercado elétrico, a ERSE não antevê a necessidade de alargar a lista dos serviços regulados. Refira-se a este propósito que a regulamentação do setor elétrico já prevê a possibilidade dos operadores de redes e dos comercializadores de último recurso oferecerem aos seus clientes serviços opcionais, uma vez observadas as regras estabelecidas no RRC (artigo 7.º).

II/G – CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS

A ERSE regista as preocupações e os alertas do CT sobre o crescimento exponencial dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG).



A evolução dos CIEG é uma realidade do sistema elétrico nacional que se tem refletido nos custos suportados pelos consumidores de energia elétrica e que cada vez mais assume um papel preponderante como instrumento das políticas energética e ambiental. A ERSE por várias vezes tem vindo a alertar para o impacto da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG. Desta forma, as diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacto que estas medidas podem causar, estão em linha com as posições da ERSE, que reiteradamente tem manifestado sempre que lhe é solicitado parecer, devendo ser endereçadas ao Governo pelos diferentes agentes do setor.

II/H – TARIFA SOCIAL

Na sequência do comentário efetuado pelo CT, com o qual a ERSE concorda, será previsto um período de seis meses no qual coexistirão os dois regimes da tarifa social, desde o início de 2011 até 30 de junho de 2011. Durante este regime transitório aplicar-se-ão os preços da anterior tarifa social em vigor em 2010.

Adicionalmente, será solicitado que os CUR enviem uma carta aos seus clientes que atualmente usufruam da tarifa social no sentido de os informar que esta se extinguirá a 30 de junho e que os mesmos poderão desenvolver os procedimentos necessários para aderir ao novo regime, se nele se encontrarem abrangidos.

Estas medidas permitem uma proteção dos clientes que atualmente usufruem da tarifa social, dando-lhes o tempo necessário para efetuarem os procedimentos de adesão ao novo regime da tarifa social, caso reúnam as condições para usufruir do mesmo.

O comentário do CT sobre a harmonização dos escalões de potência contratada em BTN nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com o Continente será devidamente considerado na elaboração das propostas de alteração dos regulamentos do setor elétrico, a produzir em 2011.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴³⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁴⁰.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁴⁴¹ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2010*"⁴⁴², os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos os seguintes documentos complementares:

1. Parecer do Professor Doutor José Carlos Vieira de Andrade, datado de abril de 2008, intitulado "*O Problema da Taxa Municipal de Ocupação do Domínio Público por Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica na Região Autónoma da Madeira*" distribuído pela EEM em 6 de novembro de 2009 e documentação complementar sobre a mesma matéria;
2. Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2008, distribuído pela ERSE em 09 de novembro de 2009;
3. Análise do Relatório de Execução de 2008 dos PPDA da REN, EDP-Distribuição, EDA e EEM, distribuído pela ERSE em 10 de Novembro de 2009:

Foram realizadas duas reuniões complementares com a ERSE, dias 27 de outubro de 2009 e 6 de novembro de 2009.

Ainda, após ter endereçado convite para o efeito a todos os comercializadores livres e ao comercializador de último recurso, a 5 de novembro o CT procedeu à audição da EDP Serviço Universal S.A.; da EDP Comercial S.A.; da Endesa Comercialização de Energia S.A.; da Galp Power S.A. e da Iberdrola S.A..

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

NOTA PRÉVIA

1. Uma vez mais, o CT lamenta que a proposta apresentada pela ERSE não tenha sido precedida, como desejável, da revisão da lei orgânica da ERSE.
2. Nos pareceres que emitiu em [2007](#) e [2008](#), o CT teve oportunidade de alertar para necessidade de recompor o CT para que o mesmo pudesse refletir a atual organização do setor elétrico⁴⁴³.
3. O CT sublinha que a sua não recomposição tem como consequência que não tenham assento no Conselho, para discussão das tarifas e preços que os afetarão e se refletirão nos seus clientes, nem os

⁴³⁹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁴⁰ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁴¹ Regulamento Tarifário conjugado o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁴² Que, doravante, pode ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁴⁴³ Cf. Parecer do CT de 15 de novembro de 2007 e parecer do CT de 17 de novembro de 2008.



- comercializadores livres, nem o comercializador de último recurso, cuja representação e contribuição se afiguram fundamentais.
4. Por sua iniciativa, o CT entendeu convidar os comercializadores livres e comercializador de último recurso para, por escrito ou na audiência que agendou para dia 5 de novembro, elencarem os aspetos que consideravam essencial, estar incluídos nas tarifas e preços para 2010.
 5. Fizeram-se representar na audiência do CT os Conselhos de Administração da EDP Serviço Universal S.A.; da EDP Comercial S.A.; da Endesa Comercialização de Energia S.A.; da Galp Power, S.A. e da Iberdrola S.A., o que é revelador da importância que a matéria assume para aqueles agentes.
 6. Note-se que, os comercializadores livres (que atualmente servem cerca de 35% do consumo nacional), aguardam a fixação de tarifas e preços por parte da ERSE, o que poderá ir até 15 de dezembro, para que possam trabalhar as suas propostas, contratos e estratégias comerciais para poder propor aos seus clientes os preços para o ano seguinte os quais, designadamente no que toca a tarifas de acesso, estão intimamente dependentes da fixação feita pelo regulador.
 7. Recomenda, assim, o Conselho que a ERSE desenvolva todas as diligências junto das entidades competentes no sentido da rápida e efetiva alteração da composição deste órgão.

I

GENERALIDADE

I/A - APRESENTAÇÃO E SISTEMATIZAÇÃO

1. O CT regista positivamente a apresentação e sistematização do documento que, maneira geral, surgiu melhor explicitado e de mais simples leitura.
2. Embora reconhecendo o esforço na clarificação dos documentos e explicitação das propostas, o CT destaca pela negativa ser a proposta insuficientemente justificada ou mesmo omissa, quer no que se refere à justificação e desagregação de alguns dos proveitos permitidos às empresas reguladas, quer na inclusão de simulações que permitissem uma melhor perceção das propostas e valores apresentados (v.g. quanto à eventual afetação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de energia elétrica, no montante global de 797,140Milhões de Euros, à amortização do *deficit* tarifário).

I/B - COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

II/B.1. PROPOSTAS DE REVISÃO DO RT INCORPORADAS NA PROPOSTA DE TARIFAS

1. O CT pronunciou-se sobre a proposta de revisão do RT - proposta essa com efeitos na presente proposta de tarifas e preços para 2010 -, no prazo regulamentar, i.e., em 2 de novembro de 2009.
2. Sem prejuízo do então dito, o Conselho Tarifário entende clarificar que concorda com as alterações propostas pela ERSE, quer no tocante à convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, quer no tocante às medidas de sustentabilidade dos mercados introduzidas.
3. No que diz respeito às medidas de sustentabilidade dos mercados, o CT, no [parecer](#) emitido no dia 2 de novembro p.p., quis particularmente sublinhar a necessidade de evitar equívocos na interpretação do novo RT dada a necessidade de compatibilização destas medidas de sustentabilidade dos mercados com as medidas de estabilidade tarifária previstas no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que o RT terá de continuar a refletir autonomamente.



I/B.2. PROCESSO DE COORDENAÇÃO COM AS REVISÕES RT

1. A ERSE tem seguido, nos anos mais recentes, um formato de apresentação da proposta de tarifas e preços para o ano seguinte e, em simultâneo, de propostas de revisão do RT.
2. O CT considera que, salvo a ocorrência de circunstâncias imprevisíveis, a ERSE deve pugnar pela manutenção de um cenário regulatório estável, durante o período de análise da proposta de tarifas e preços.
3. Assim, considera o CT que, oportunamente, a ERSE deverá introduzir nos seus regulamentos, com particular ênfase para o RT, clausulado que limite a apresentação propostas de revisão de regulamentação (dentro de uma projeção de previsibilidade normal) até 15 de setembro de cada ano, entendendo ser esta a forma metodológica correta e permitindo que o Conselho analise as eventuais alterações com a necessária capacidade que lhe é exigível.

I/C - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

I/C 1. DADOS PRÉVIOS

1. O CT enfatiza a ausência de um documento com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas já anteriormente solicitado⁴⁴⁴, por considerar que é determinante no processo de elaboração de tarifas e preços e consequente análise da proposta pelo Conselho.
2. Ainda, o CT sugeriu à ERSE a realização de estudos sobre: (i) o impacto nas tarifas resultante do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que não foi apresentado nem está mencionado na proposta; (ii) os custos das atividades de comercialização de energia elétrica, sobre o qual a ERSE informa que apenas se iniciará em 2010.
3. Igualmente, o CT manifestou interesse na realização duma comparação, na UE 15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE). Atenta a importância que esta comparação assume, o CT reitera esta sua solicitação.
4. Constata, finalmente, o CT que a proposta, continua a não apresentar valores concretos para alguns parâmetros cujo conhecimento e publicação é regulamentarmente exigível, remetendo a fixação dos mesmos para um momento posterior, não calendarizado, a saber:
 - (i) custos de referência a utilizar para cálculo da base remuneratória dos novos investimentos do transporte;
 - (ii) custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas.
5. O CT alerta para o facto destes desfasamentos na fixação de parâmetros darem origem a ajustamentos evitáveis e que têm impactos nas tarifas dos anos posteriores.

II/C 2. VARIÁVEIS MACRO ECONÓMICAS

1. Para chegar à sua proposta anual de tarifas, a ERSE tem a tarefa de retomar e adotar, por vezes em termos previsionais, o valor para algumas das variáveis macroeconómicas mais relevantes, direta ou indiretamente, para o setor elétrico e para os modelos regulatórios escolhidos.

No que diz respeito às previsões, o regulador socorre-se das projeções, disponíveis até ao fecho da elaboração da sua proposta, de variados organismos reconhecidos nas suas áreas (índice de preços do

⁴⁴⁴ Cf. [parecer](#) do CT de 17/11/2008.



consumo privado, deflator do PIB, PIB,...), bem como a estimativas próprias (*Spreads*, evolução da procura de energia, preço da energia nos mercados organizados,...).

2. O CT está ciente de que a projeção de valores futuros para as variáveis macroeconómicas é um exercício de difícil execução, nomeadamente em períodos — como nos dias de hoje de forte perturbação económico-financeira. Da sua maior ou menor qualidade depende, em larga medida, a aderência à realidade futura e consequente minimização dos desvios bem como, em última instância, a determinação de tarifas reguladas verdadeiramente adequadas ao período que pretendem condicionar, no estrito cumprimento da sua missão regulatória quanto à defesa dos interesses dos consumidores e das empresas reguladas.
3. Uma das variáveis de primeira ordem prende-se com a evolução e segmentação da procura de energia elétrica.
4. O CT observa que as previsões da ERSE, para Portugal continental, indicam um decréscimo generalizado do fornecimento total (CUR+ML) de energia elétrica em 2010 quando comparado com as previsões constantes na fixação de tarifas em 2009 (-6%), mas apontam divergências sensíveis, por vezes até retomas, quando confrontadas com as mais recentes estimativas do ano em curso.

| Continente (GWh) | Tarifas 2010 (1) | Tarifas 2009 (2) | 2009 * (3) | Δ % (1)/(2) | Δ % (1)/(3) |
|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|----------------|----------------|
| MAT | 1577 | 1712 | 1494 | -8% | +6% |
| AT | 5610 | 6593 | 5932 | -15% | -5% |
| MT | 14239 | 14609 | 14819 | -3% | -4% |
| BTE | 3456 | 3613 | 3417 | -4% | +1% |
| BTN | 18703 | 19957 | 18005 | -6% | +4% |
| IP | 1561 | 1529 | 1479 | +2% | +6% |
| TOTAL | 45146 | 48014 | 45146 | -6% | 0% |

5. Conjugando estes factos com uma diminuição explícita do número de clientes em todos os níveis de tensão em 2010⁴⁴⁵, o CT não pode deixar de estranhar a evolução apontada.
6. Tal situação encontra paralelismo nas RAA, onde a ERSE estima um crescimento de 2,1% e 2,0% respetivamente para a EDA e EEM em 2010.
7. O CT nada tem a opor aos restantes valores assumidos na presente proposta para as principais variáveis macroeconómicas, recomendando, ainda assim, que a ERSE procure, até ao fecho da sua fixação definitiva das tarifas para 2010, as últimas e melhores projeções disponíveis atendendo ao reconhecido período de crise e volatilidade dos mercados.

I/D - O DÉFICE E O SUPERÁVIT TARIFÁRIO

1. A proposta de tarifas e preços presente ao CT identifica, para o ano 2009, a existência 797Milhões de euros no total dos ajustamentos positivos (a devolver à tarifa) na aquisição de energia elétrica.

⁴⁴⁵ Cf. quadro 2-8: Caracterização da procura de energia elétrica em 2010.



2. Este valor resulta, essencialmente, do facto da ERSE ter estimado, para as tarifas de 2009, um preço de 70€uros por MWh na atividade de compra e venda de energia elétrica pelo CUR quando, na estimativa atual, o preço suportado pelo CUR nesta mesma atividade é de 44€uros por MWh, aí se gerando a diferença.
3. Mas as tarifas de 2009 tal como as de 2008, as de 2010 e as subsequentes, integram medidas de estabilidade tarifária introduzidas por lei com vista a evitar a repercussão imediata de custos do sistema elétrico nacional nas tarifas dum dado ano, medidas essas que diferiram o pagamento:
 - a. do défice relativo aos anos 2006 e 2007, no valor de 492,2Milhões de €uros, a recuperar na tarifa UGS, entre 2008 e 2017⁴⁴⁶ (Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro) e,
 - b. do défice relativo às tarifas de 2009, de 1.723,2Milhões de €uros ⁴⁴⁷, a recuperar também na tarifa UGS, em 15 anos, com início em Janeiro de 2010 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto).
4. Não pode, assim, o CT deixar de recordar que as tarifas, em 2010, integrarão esta herança devedora de 130Milhões de €uros de amortizações e 52Milhões de €uros, só de juros.
5. Uma vez que a tarifa de 2010 só repercute 1/10 do défice relativo aos anos 2006 e 2007 e 1/15 do défice relativo ao ano 2009, avalia-se útil esclarecer que a eventual amortização antecipada de parte do défice com o superavit de 2009, teria como efeito um aumento da tarifa a clientes finais na ordem dos 11%.
6. O CT compreende que a proposta da ERSE de afetar o superavit à UGS tem como efeito direto conter a subida das tarifas de venda a clientes finais.
7. Reconhecendo que o défice tarifário residente esteve essencialmente associado aos custos de aquisição de energia, o CT incentiva a ERSE a aprofundar o debate sobre as causas do défice do sistema elétrico nacional e a contribuir para a procura de soluções estruturais que obviem a ocorrência de circunstâncias semelhantes geradoras de novos défices ou que avolumem o existente.

II

ESPECIALIDADE

II/A - REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

1. A compensação tarifária prevista para 2009 para a EDA e EEM, incorporou o montante de 50Milhões de €uros⁴⁴⁸ em conformidade com o despacho do Senhor Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro de 2008, que referia que o pagamento daquele montante deveria ocorrer até 31 de Janeiro de 2009.
2. O Conselho Tarifário tomou conhecimento que, em virtude de também não ter recebido qualquer verba ao abrigo do citado despacho, a REN não pôde efetuar a transferência do valor previsto pela ERSE para 2009, para as empresas das Regiões Autónomas.

⁴⁴⁶ Cf. pág. 39 do documento das tarifas e preços para 2007.

⁴⁴⁷ Cf. pág. 30 do documento das tarifas e preços para 2009.

⁴⁴⁸ Valor de equilíbrio económico-financeiro no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio. determinado nos termos do Despacho n.º 982/2007, de 2 de agosto.



3. Reconhecendo-se o impacto negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas das Regiões Autónomas, o CT recomenda que a ERSE desenvolva ações com vista à regularização do pagamento em atraso, salvaguardando que nenhum encargo adicional seja imputado às tarifas.

II/A 2. FACTOR ADICIONAL AO ENQUADRAMENTO DAS EMPRESAS

O CT tomou conhecimento que se encontra finalmente em curso o processo de análise de propostas com o objetivo de se realizar um estudo sobre os custos de referência e metas de eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, estudo esse que o Conselho tem reiteradamente recomendado que seja feito, já que importa assegurar a recuperação dos custos eficientes com combustíveis.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS

1. O CT releva a importância de se proceder ao tratamento autónomo dos custos associados aos fundos de pensões das empresas reguladas uma vez que não são controláveis pela gestão das empresas, designadamente taxas de juro, rentabilidade esperada dos ativos do fundo de pensões e o reflexo das responsabilidades desse fundo relativas às situações de antecipação à reforma.
2. Assim, o CT sugere que a ERSE passe a aceitar os referidos custos tendo em conta as atualizações atuariais anuais.

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1. O CT considera que, em matéria de PPDA, os custos a repercutir nas tarifas devem ser os justificados e que qualquer alteração que conduza a custos ou proveitos adicionais, não orçamentados, devem ser internalizados pela empresa.

Constata-se que a proposta de tarifas para 2010 não inclui o excesso de custos do PPDA de 2008 da REN relativamente aos valores orçamentados (cerca de 109 mil euros) sendo que, por informação da empresa, as correspondentes obras geraram proveitos (no montante de 166 mil euros), que foram incluídos em benefício das tarifas de 2007. Neste contexto, o CT considera que, a título excecional, esta situação particular deve ser corrigida.

2. Em 2008, a ERSE utilizou parte das rendas de congestionamento nas interligações para cobrir os custos da tarifa transfronteiriça (compensação entre os TSO europeus, em função das importações de cada sistema elétrico) e também os custos do contrato de serviços de sistema prestados pela central de Tunes.

Contudo, como está evidenciado na proposta⁴⁴⁹, as elevadas rendas de congestionamento ocorridas em 2008 estão em acentuada redução, pelo que o CT recomenda a reanálise da suficiência destas rendas, em 2010, para cobrir aqueles custos.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

1. Os parâmetros de regulação das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização, para o período regulatório 2009-2011, foram definidos em 2008 com base em projeções de consumo e de número de clientes, tendo o CT manifestado dúvidas quanto ao realismo de alguns pressupostos assumidos pela ERSE, entre os quais os valores inerentes às estimativas da evolução do consumo⁴⁵⁰.

⁴⁴⁹ Documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2010", pág. 53.

⁴⁵⁰ Cf. [parecer](#) de 17 de novembro de 2008.



2. A fórmula de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica apresenta uma dependência muito acentuada da evolução do consumo (cerca de 50% para a EDP Distribuição e 100% para a EDA e para a EEM).
3. Este fator que, num contexto não apenas de recessão económica como, também, de grande relevância da eficiência energética quer a nível nacional, quer comunitário, coloca em causa a previsibilidade dos proveitos desta atividade, manifestada já na quebra acentuada dos consumos que a proposta tarifária apresenta para 2009 e 2010 face ao que se encontrava estimado para o atual período regulatório.
4. Apesar do entendimento da ERSE⁴⁵¹, de que uma estrutura de custos de um Operador de Redes de Distribuição (ORD) reflete essencialmente custos fixos relacionados com as infraestruturas, o CT constata que a fórmula regulatória não traduz este princípio, encontrando-se demasiadamente dependente da variável consumo, o que se traduz numa diminuição de proveitos, agravada em períodos de quebra do consumo.
5. Assim, o CT considera útil que a ERSE monitorize o impacto dos parâmetros regulatórios para o triénio 2009-2011, no que concerne à exequibilidade das metas de eficiência definidas e ao efeito da quebra de consumo e do IPIB e da variação do número de clientes.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

1. Relativamente às atividades de comercialização, o CT constata que, de acordo com a informação incluída na proposta⁴⁵², no ano de 2008, todas as empresas reguladas (EDPSU, EDA e EEM) apresentaram resultados líquidos negativos.
2. No contexto do atual período regulatório, sem prejuízo do acompanhamento e avaliação da aplicação do modelo regulatório nas atividades de comercialização das empresas reguladas, o CT espera que o quadro tarifário definido permita obter uma rentabilidade adequada ao normal desenvolvimento destas atividades.

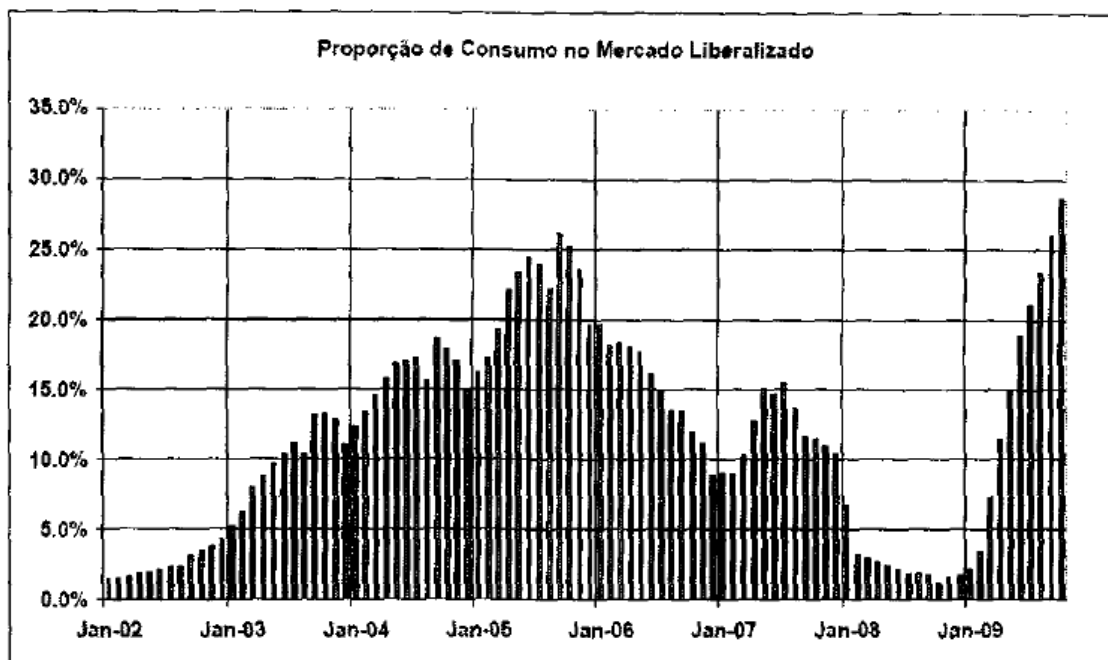
II/C - MERCADO LIVRE (ML)

1. O mercado de energia elétrica já se encontra completa e efetivamente liberalizado, em Portugal continental, a todos os consumidores desde o dia 4 de setembro de 2006 podendo todos os consumidores escolher livremente o seu fornecedor de energia.
2. Contudo, como se pode observar no gráfico abaixo, a percentagem do consumo no mercado liberalizado apresenta variações significativas (v.g. cerca de 1% em Out.08 a cerca de 30% em Out.09) devido ao desfasamento entre o preço da energia no mercado grossista e o preço implícito nas tarifas reguladas, bem como à alternância das subsidiações cruzadas entre segmentos de consumo⁴⁵³.

⁴⁵¹ Documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011, página 31.

⁴⁵² Páginas 134, 137 e 140 do documento "Ajustamentos referentes a 2003 e 2009 a repercutir em 2010".

⁴⁵³ Cf. pág. 15 do Documento Estrutura Tarifária 2010.



Fonte: REN

3. Os comercializadores livres têm, sobretudo, focado a sua estratégia e oferta de preços ao segmento de clientes industriais, não se verificando a mesma dinâmica no segmento residencial.
4. Considerando que se trata de matérias que convergem, juntamente com as tarifas reguladas para o desenvolvimento do mercado, o CT considera oportuno formular os seguintes comentários:
 - a. Ciclo diário em NT em regime regulado

As tarifas de acesso em NT no mercado livre (ML) consideram exclusivamente a agregação de consumos de acordo com o ciclo semanal, com feriados.

Já no regime regulado, os clientes NT têm acesso a uma opção de ciclo diário (TVCF), o que cria uma disparidade de tratamento, pelo que o CT recomenda a alteração regulamentar no sentido de corrigir esta assimetria.

b. Regime de interruptibilidade

O CT tomou conhecimento do Parecer Interpretativo da ERSE n.º [1/2009](#) sobre o regime de interruptibilidade, limitando o acesso a este mecanismo ao mercado regulado.

O regime de interruptibilidade atualmente em vigor, para além de alterações pontuais que têm sido introduzidas, foi estabelecido tendo em vista a disponibilidade de clientes de elevada dimensão para a redução pontual do seu consumo de forma a ultrapassar situações de carência ao nível da produção.

Consequentemente, é de difícil compreensão que os clientes que se mantêm disponíveis para a prestação do serviço associado à interruptibilidade independentemente do comercializador apenas lhe possam aceder se se mantiverem no mercado regulado.



Considera o CT, que o regime de interruptibilidade configura uma relação entre o cliente e o gestor do sistema, sendo os operadores de rede e os comercializadores meros intermediários, nomeadamente no que se refere ao pagamento ao cliente da contrapartida associada.

O CT entende, assim, que o atual regime de interruptibilidade deve ser acessível independentemente do cliente se encontrar no mercado regulado ou no mercado livre, sem prejuízo da uniformização prevista nos Acordos de Santiago de Compostela, celebrados entre Portugal e Espanha.

II/D - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade do serviço na sua tripla dimensão — continuidade de serviço, qualidade de onda de tensão e qualidade de serviço comercial — constitui, no entendimento do CT, um referencial essencial de avaliação do desempenho das empresas reguladas, do grau de satisfação dos consumidores e da adequação e justeza do modelo regulamentar.
2. Assim, e reiterando posições sistematicamente assumidas pelo CT, que vão no sentido de que a melhoria contínua da qualidade do serviço assume um papel chave no contexto do processo de fixação de tarifas e preços dos serviços de energia elétrica, regista-se o envio, apenas a 9 de novembro, do Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico de 2008.
3. De uma apreciação em torno do aludido relatório, o CT sublinha a evolução positiva da qualidade de serviço neste setor por parte de todas as empresas reguladas.
4. De igual modo, cumpre sinalizar a realização por parte da ERSE de um inquérito/estudo relativo ao grau de satisfação dos consumidores quanto à qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, instrumento basilar para uma avaliação independente, sem prejuízo de se entender que tais estudos, concluídos no primeiro semestre de 2009, já poderiam ter sido apresentados, permitindo, assim, uma análise mais detalhada deste elemento.

II/E - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os preços dos serviços associados à distribuição e comercialização de energia elétrica.
2. Relativamente à atualização dos preços dos serviços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão em Portugal continental, o CT constata que a proposta da ERSE aponta, para os clientes BTN, um aumento de 4,3% e para os clientes em MT um aumento de 5,9%, variações que se consideram significativas.
3. O CT concorda com a aplicação do princípio assumido na determinação dos valores limites (50% do valor de faturação médio mensal) mas solicita que os valores propostos de faturação média mensal para 2010 decorram das próprias previsões e cenários da ERSE, para todos os níveis de tensão.

II/F - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1II/F 1. - PRE-FENR (cogeração)

1. A alteração legislativa de 2001 permitiu que a energia produzida por meio de cogeração seja na



totalidade vendida à rede (e não apenas o excedente)⁴⁵⁴ a um preço muito superior àquele a que é adquirida. Com efeito, o CT releva que:

- a. Na sua grande maioria, a energia produzida em cogeração não é uma energia renovável;
 - b. A poupança de energia primária propiciada pela produção combinada de calor e eletricidade constitui, por si, um forte incentivo em proveito do cogrador,
 - c. Para 2010, a energia produzida em cogeração (apenas a partir de fontes não renováveis) representará um sobrecusto em relação aos preços de eletricidade do MIBEL de 116M€, valor que será pago por todos os consumidores de energia elétrica;
 - d. Na prática, o atual sistema constitui uma injustificável subsídio pelos consumidores de energia elétrica à cogeração, o que se considera inaceitável.
2. O CT recomenda, mais uma vez, à ERSE que:
- a. Proponha às entidades competentes que seja efetuada a transposição da Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração de elevada eficiência, que altera a Diretiva 92/42/CEE. Destaca-se que o Estado Português se encontra em incumprimento relativamente a esta transposição desde 21/02/2006, o que, a ter sido efetuada já teria produzido efeitos na fixação de tarifas desde 2006;
 - b. Dê conhecimento ao CT dos resultados das auditorias energéticas solicitados à DGE atestando o estrito cumprimento do rendimento global efetivo da instalação de geração;
 - c. Realize um estudo comparativo ao nível da UE15, do sistema de preços aplicáveis aos Produtores em Regime Especial (PRE) conforme já supra referido⁴⁵⁵.

II/F 2. - TARIFA SOCIAL

1. Na sua resposta ao [parecer](#) do CT de 17 de novembro de 2008, a ERSE anotou que, para proceder à redefinição da tarifa social recomendada pelo CT, seria necessário fazer a coordenação com vários setores e entidades, tendo avançado que iria incluir no plano de atividades de 2009 uma reflexão sobre a tarifa social (cujo número de beneficiários cresceu de 3.800 em 2008 para 5.024 no corrente ano).
2. Sendo o presente documento omisso quanto aos resultados da reflexão da ERSE e a eventuais diligências junto de entidades terceiras com vista à concretização da redefinição da tarifa social, o CT recomenda à ERSE que tome a iniciativa despoletando junto das diversas entidades, a discussão sobre:
 - a. Os conceitos de cliente vulnerável e das condições de acesso à tarifa social;
 - b. Os concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenção da tarifa de energia e potência, isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo);
 - c. A forma de operacionalização.

⁴⁵⁴ O artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 538/99, relativo ao *consumo da energia elétrica produzida nas instalações de cogeração*, estabelecia: *1 - A energia elétrica produzida pela instalação de cogeração deve ser fornecida, prioritariamente, ao estabelecimento que seja o principal consumidor da energia térmica produzida pelo cogrador*. O Decreto-Lei n.º 313/2001 deu a seguinte nova redação a este artigo 7.º: [...] *1 — A energia elétrica produzida pela instalação de cogeração pode ser fornecida, prioritariamente ao estabelecimento que seja o principal consumidor da energia térmica produzida pelo cogrador*. Já a Portaria n.º 399/2002 veio apenas explicitar a possibilidade de opção criada pelo Decreto-Lei n.º 538/99.

⁴⁵⁵ Cf. ponto 3 do I/C1.

**II/G - TARIFA BI-HORÁRIA**

1. A ERSE propõe que os termos fixos das tarifas simples e bi-horária, no Continente, passem a ser iguais e que os preços da energia sejam:

| | | (EUR/kWh) |
|-------------------|---------------|-----------|
| Tarifa simples | | 0,1307 |
| Tarifa bi-horária | Fora do vazio | 0,13M |
| | Vazio | 0,0715 |

2. O CT reconhece que as diferentes opções tarifárias podem constituir um instrumento de gestão da procura, com o objetivo final de beneficiar o sistema como um todo. Nesse sentido, nada tem a opor à igualização dos termos fixos entre a tarifa simples e bi-horária cuja anterior diferença deixou de ter fundamentação económica
3. Contudo, as consequências dessas alterações devem ser analisadas com cuidado sob pena de perversão do objetivo final.
4. O CT não pode deixar de observar que a tarifa bi-horária na presente proposta passa a estar subsidiada em mais de 14%, contrariando a tendência dos últimos anos onde era visível a prossecução da tarifa aditiva.
5. Aliás, de uma forma mais lata, constata o CT que, nesta proposta de tarifas, se passa de um modelo onde a MAT/AT eram continuamente subsidiadas para serem, agora, subsidiadoras líquidas. Um sistema equilibrado e eficiente dificilmente convive com estas inflexões.
6. Por outro lado, atualmente, para que um cliente tenha vantagem em aderir à tarifa bi-horária é necessário que o seu consumo em vazio seja superior a 50% do consumo total.
7. Ora, de acordo com a proposta, para que o cliente tenha vantagem em aderir à tarifa bi-horária, bastará que o seu consumo em vazio seja, pelo menos, de 4% do consumo total, o que significa que a grande maioria os clientes com tarifa simples têm interesse na tarifa bi-horária.
8. A ERSE assume que, por efeito desta nova regra, cerca de 3% dos clientes migrará da tarifa simples para a tarifa bi-horária, percentagem esta que o CT considera manifestamente irrealista face ao benefício em causa.
9. Assim, o CT solicita que a ERSE reveja as suas previsões, elabore vários cenários e analise, cuidadosamente, os efeitos diretos e indiretos de uma transferência em número substancialmente mais elevado.
10. Acresce que, como se sabe, a passagem de tarifa simples para a bi-horária acarreta, na grande maioria dos casos⁴⁵⁶, a substituição de contadores, o que é manifestamente impossível de realizar em prazo curto (poderão estar em causa, no máximo, perto de 5 milhões de contadores).
11. Nos termos do [RRC](#), os ORD terão de apresentar à ERSE um programa de adequação de contadores (caso se considere que a alteração proposta se enquadra no n.º 2 do art. 127.º RRC) e no entretanto, serão aplicadas as regras de faturação transitória.

⁴⁵⁶ Desde 2006, a EDP Distribuição tem vindo a instalar contadores estáticos que permitem a discriminação dos consumos, que, no entanto, tem de ser reparametrizados.



12. Neste caso, a regra transitória prevista no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) corresponde a considerar como consumo de vazio 40% do consumo total, o que corresponderá a passar o preço da energia de 0,1307 (EUR/kWh) para 0,10846 (EUR/kWh), com a correspondente redução de faturação criando, no limite, um desvio tarifário da ordem de 240 M€ [(0,1307-0,10846) x 11TWh], a recuperar nos anos seguintes.
13. Numa situação limite, em contexto de crescente adesão ao mercado liberalizado por parte do segmento NT (segmentos subsidiadores, em 2010, da tarifa na opção bi-horária), poder-se-á criar um custo substancial para os clientes que permaneçam no mercado regulado, sem o respetivo benefício para o sistema elétrico nacional.

II/H - ADAPTAÇÃO DOS CONTADORES BI-HORÁRIOS

1. A ERSE determinou, no Despacho n.º [14251/2009](#), de 24 de junho, que: «os operadores de rede de distribuição em Baixa Tensão de Portugal continental procedam, durante o ano de 2009, à adaptação dos contadores com leitura bi-horária aos novos períodos horários aprovados através do Despacho n.º 59/2009, publicado no Diário da República, 2.ª série, em 2 de janeiro».
2. O CT constata que a ERSE incluiu na proposta de tarifas para 2010⁴⁵⁷ o valor de 2,028Milhões de €uros respeitante aos custos estimados para 2010 com a campanha de adequação de contadores bi-horários relativos à mão-de-obra e aos custos comerciais do programa, valor este que merece ser detalhado.
3. Solicita o CT que a ERSE informe quanto ao estado de realização/cronograma da campanha e ainda, quanto ao tratamento que irá dar aos custos relativos aos equipamentos de medição de energia elétrica a substituir por não estarem ajustados às opções tarifárias criadas pela entidade reguladora.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 16 de novembro de 2009.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 223 e ss.

⁴⁵⁷ Anexo – Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2010 – página 47.



◆ Resposta da ERSE ◆

I. GENERALIDADE

I/A - APRESENTAÇÃO E SISTEMATIZAÇÃO

A ERSE regista com agrado a apreciação positiva ao esforço na sistematização da apresentação dos documentos.

Considera-se que a informação disponibilizada é suficiente para a apreciação da proposta de tarifas, no entanto, as sugestões em concreto dos diversos agentes do setor serão acolhidas pela ERSE.

Importa referir que sendo este o 2.º ano de um período de regulação e tendo-se optado por neste período aplicar regulação por incentivos a quase todas as atividades, a informação necessária para cálculo dos proveitos permitidos é menor, uma vez que o processo de determinação de parâmetros e a sua justificação ocorreu no ano anterior.

Relativamente à inclusão de simulações, não é exequível a construção de uma proposta de tarifas com base em cenários. A proposta apresentada é elaborada tendo em conta um conjunto de pressupostos, a alteração de um ou mais desses pressupostos conduz a resultados e impactes diferentes para os vários agentes do setor, sendo as combinações quase infinitas.

Quanto a cenários de amortização extraordinária da dívida, estes foram apresentados às entidades competentes, nos prazos estipulados e nos termos da legislação em vigor. Tal como se refere na proposta de tarifas, os valores apresentados pela ERSE para a amortização da dívida já são os que resultam das decisões do ministro responsável pela área de energia, que deve, nos termos da Lei, tomar essa decisão até ao dia 20 de setembro de cada ano.

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

A ERSE recebe com apreço os comentários favoráveis do Conselho Tarifário (CT) à proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT). A proposta de revisão do RT foi submetida a parecer do CT antes da proposta de tarifas e preços para 2010.

A ERSE partilha a visão do CT sobre a necessidade de um cenário regulatório estável, tendo as suas propostas extraordinárias de revisão de regulamentação decorrido sempre de circunstâncias excecionais. A ausência das referidas revisões traduzir-se-ia em prejuízo para o setor elétrico e em particular para os consumidores e empresas reguladas.

Concorda-se com a proposta do CT. Nestes termos a ERSE procurará, sempre que tal se apresente necessário, proceder à revisão do RT previamente à apresentação da proposta de tarifas. Contudo, opta-se por não estabelecer no RT as datas indicadas pelo CT, na medida em que as mesmas, havendo a possibilidade de não serem cumpridas, poderiam inviabilizar a apresentação de propostas ao CT, situação que resultaria em prejuízo dos consumidores e/ou empresas reguladas.

I/C – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

I/C.1 – DADOS PRÉVIOS

1. A ERSE considera importante o documento da "Análise do desempenho das empresas reguladas".

Tendo em conta que atualmente a maior parte das atividades está sujeita a regulação por *price cap/revenue cap*, considerou-se que esta análise deverá servir de ponto de partida para a definição dos parâmetros e da base de custos inicial para um novo período de regulação, permitindo analisar o



desempenho das empresas no último período de regulação e avaliar de que forma as metas impostas pelo regulador foram atingidas.

Adicionalmente, e tendo em conta o volume de informação e trabalho associado à elaboração e apreciação da proposta de tarifas, considerou-se oportuno dessincronizar a elaboração deste documento dos restantes documentos que fazem parte da proposta de tarifas, para o ano em curso.

Assim, o documento com a análise do desempenho das empresas no período 2006-2008 encontra-se em elaboração para posteriormente ser disponibilizado ao CT.

2. A ERSE toma boa nota sobre a sugestão do CT de realização de estudos para a determinação do impacto nas tarifas de eletricidade da microprodução, de acordo com o enquadramento que lhe é conferido pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro.
3. A ERSE concorda com a necessidade de acompanhar a evolução dos sistemas de incentivo à produção em regime especial. Nesse âmbito, a ERSE tem participado em grupos de trabalho do CEER/ERGEG e do MEDREG. Em dezembro de 2008, o CEER publicou o estudo "Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in EU" que se encontra disponível em http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2008/C08-SDE-05-03_RES%20and%20EE%20support_10-Dec-2008.pdf

Relativamente à produção em regime especial em Portugal, importa referir que a ERSE divulga mensalmente na sua página na internet informação sobre as energias produzidas e os preços médios das diferentes tecnologias de produção.

4. Relativamente ao desfasamento na fixação dos parâmetros, a ERSE concorda que a determinação de parâmetros deveria ocorrer no início do período de regulação. Contudo e, como anteriormente já referido pela ERSE noutras respostas ao CT sobre este assunto, excecionalmente neste período de regulação e, tendo em conta a natureza de alguns parâmetros, devido à relevância da sua aplicação deverão ser antecidos de estudos aprofundados para a sua determinação. São disto exemplo, os custos unitários de referência para cálculo dos custos de investimento da REN, a definição de custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas e a definição dos custos eficientes na atividade de comercialização.

Para a elaboração destes estudos recorreu-se a entidades externas de reconhecida credibilidade e independência. Durante o ano de 2009 realizou-se o estudo dos custos unitários de referência para cálculo dos custos de investimento da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte. Os restantes estudos encontram-se em curso. Oportunamente e à medida que estes parâmetros forem determinados, a ERSE irá apresentá-los ao CT para os devidos efeitos.

I/C.2 – VARIÁVEIS MACROECONÓMICAS

A ERSE concorda com o CT quando afirma que a elaboração de previsões "[...] é um exercício de difícil execução em períodos – como nos dias de hoje – de forte perturbação económico-financeira", designadamente no que concerne a variáveis do setor energético que, a acrescer à instabilidade macroeconómica global, viveu um intenso choque energético em 2008, cujos efeitos em variáveis como o consumo e os preços de energia ainda hoje estão a ser estudados.

Tal como refere o parecer do CT, a diferença entre o valor do consumo previsto nas tarifas de 2009, em 2008, e os valores agora estimados ocorrer em 2009 (que coincidem com os valores previstos para 2010 uma vez que se prevê um crescimento nulo entre 2009 e 2010) é de cerca de 6%. Com efeito, os impactos da recente crise económica e energética fizeram com que as expectativas de crescimento, existentes em 2008, não fossem cumpridas. Refira-se que a previsão da ERSE e o respetivo diferencial face aos valores reais, esteve em linha com a generalidade dos operadores; a EDP, por exemplo, apresentava em 2008 previsões para 2009 que resultam numa diferença face ao agora estimado de 5%.



Para 2010, as previsões da ERSE estão em linha com as da generalidade dos operadores do setor. O nível global de consumo previsto apresenta uma evolução, para o Continente, entre as previsões da EDP e da REN. Ou seja, estima-se um decréscimo de 6% entre o previsto para tarifas 2009 e o agora estimado para o mesmo ano e a manutenção dos mesmos valores para 2010. Este racional é válido para globalidade do consumo e por nível de tensão⁴⁵⁸.

Relativamente à previsão de consumos nas Regiões Autónomas, as quantidades de energia elétrica utilizadas pela ERSE para cálculo do *price-cap* da atividade de DEE correspondem às previsões enviadas pelas empresas, tendo a ERSE considerado essa informação como sendo a que correspondia à melhor informação disponível no momento do cálculo. Os valores constam dos balanços de energia elétrica enviados pelas empresas no documento "Norma complementar 9", de 26 de agosto de 2009 da EDA e no documento "Análise das projeções financeiras da EEM para o período 2009 a 2010", de 15 de junho de 2009 da EEM.

A ERSE regista com agrado que "o CT nada tem a opor aos restantes valores assumidos na presente proposta para as principais variáveis macroeconómicas, recomendando, ainda assim, que a ERSE procure, até ao fecho da sua fixação definitiva das tarifas para 2010, as últimas e melhores projeções disponíveis atendendo ao reconhecido período de crise e volatilidade dos mercados.", mantendo as previsões de consumo da proposta e ajustando algumas das outras variáveis em conformidade com os últimos dados disponíveis.

I/D – O DÉFICE E O SUPERÁVIT TARIFÁRIO

Como anteriormente referido e reconhecido pelo CT a elaboração de previsões em períodos de forte perturbação económico-financeira, em particular no que se refere ao comportamento dos mercados de energia, é um exercício difícil.

A existência de desvios acentuados na componente de energia do comercializador de último recurso a refletir nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, pode contribuir para um desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado, suficiente para prejudicar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, contribuindo para uma ineficiente alocação de recursos.

Importa referir que o saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo os efeitos associados com prémios ambientais, apresentados na proposta de tarifas para 2010 era de 487 milhões de euros. Ao montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2008 e 2009, de 797 milhões de euros há que deduzir os ajustamentos referentes a pagamentos no âmbito dos CAE e dos CMEC para o mesmo período no montante de 310 milhões de euros⁴⁵⁹.

Num cenário de acentuados desvios positivos a devolver aos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o desnivelamento da tarifa de último recurso e o retorno dos consumidores ao mercado regulado com o consequente esvaziamento do mercado livre. Em contrapartida, num cenário de acentuados desvios negativos a pagar pelos consumidores através da tarifa de Energia observar-se-ia o agravamento da tarifa de último recurso e o abandono dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre, comprometendo-se a recuperação dos desvios na medida em que seriam sucessivamente

⁴⁵⁸ No anexo "Caracterização da procura de energia elétrica em 2010" da proposta de tarifas para 2010 a repartição do consumo para o ano de 2009, por nível de tensão, no quadro 2.5 da página 12, por lapso, apresentava valores incorretos. No documento final estes valores encontram-se devidamente corrigidos. Refira-se que a correção da repartição destes consumos, por nível de tensão, referente ao ano anterior, não tem impactes na evolução tarifária apresentada para 2010.

⁴⁵⁹ Conforme demonstrado na figura 3-12 da página 48 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010".



repercutidos num universo de consumidores cada vez menor e predominantemente constituído por consumidores domésticos.

Assim, tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a proteção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, na revisão regulamentar apresentada ao CT em outubro, sem prejuízo do estipulado no Decreto-Lei n.º 165/2008, reconhecem-se na tarifa de uso global do sistema paga por todos os consumidores, desvios positivos ou negativos acentuados da tarifa de Energia.

II. ESPECIALIDADE

II/A – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/A 1. EFEITOS DA CONVERGÊNCIA

A ERSE reconhece o impacto negativo da situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas afetadas e manifesta o interesse de cooperar com as entidades envolvidas, disponibilizando toda a informação necessária para que esta situação seja regularizada.

Conforme já ocorreu em situações semelhantes, os encargos financeiros associados a atrasos na transferência das verbas do Estado para os operadores não são, nos termos do RT, suportados pelos consumidores.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS

A principal diferença entre a forma de regulação por custos aceites e a forma de regulação por *price cap/revenue cap* consiste no modo como se aceitam os custos. Na regulação por custos aceites, os custos são determinados em base anual, tendo em conta as justificações apresentadas pelas empresas reguladas. Na forma de regulação por *price cap/revenue cap* a evolução dos custos é contratada para todo o período de regulação, mediante o estabelecimento de parâmetros, dos quais se destacam a determinação da base de custos e de metas de eficiência.

No início de cada período de regulação, o estabelecimento da base de custos e das respetivas metas de eficiência deve ter em conta as rubricas que estão incluídas no *price cap/revenue cap* e as que são aceites autonomamente. Não é uma boa prática regulatória a alteração destes pressupostos no decurso de um período de regulação.

À semelhança da metodologia utilizada desde o início da regulação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, apenas são aceites fora do *price cap* custos impostos por via legislativa (governamental ou entidade reguladora) que no início do período de regulação não existiam e cuja ocorrência era impossível prever. Pelo contrário, desvios de previsão ocorrem em todas as rubricas e numa regulação por *price cap/revenue cap* não são ajustados durante o período de regulação.

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os custos que as empresas reportaram no âmbito do PPDA que excederam o orçamento aprovado pela ERSE não foram considerados nas tarifas, tendo sido avaliados pela ERSE como todos os restantes custos das respetivas empresas.

No caso concreto da REN, a ERSE recebeu uma carta da empresa a expor a situação referida no parecer do CT. Na sequência da análise da carta, a ERSE solicitou esclarecimentos adicionais à REN (reunião ocorrida em 14 de outubro e através de correios eletrónicos de 19 e 23 de novembro) que ainda não foram prestados pela empresa. A ERSE considera que somente após análise dos elementos complementares solicitados estará em condições de tomar uma decisão sobre a matéria em apreço.



Nesta situação, não foi considerado oportuno aceitar a sugestão do CT.

Relativamente ao montante a receber das rendas de congestionamento verifica-se, efetivamente, um decréscimo acentuado do seu valor durante o ano de 2009 relativamente aos valores recebidos em 2008. Contudo prevê-se que o valor continue a exceder os custos do contrato de serviços de sistemas prestado pela central de Tunes.

No que diz respeito aos custos com a tarifa transfronteiriça, o mecanismo provisório que se aplicava desde há alguns anos está em vias de ser alterado e terá aplicação a partir de 2010, pelo que se desconhecendo o seu impacto e à semelhança dos procedimentos dos últimos anos, considera-se o valor real para efeito de ajustamentos com juros de 2 anos.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

De acordo com as formas de regulação de cada atividade e com as metodologias adotadas pela ERSE, no ano antes do início de cada período de regulação, são definidos os parâmetros e o custo com capital a aplicar, de acordo com as estimativas e previsões disponíveis na altura.

Em cada período de regulação tendo em conta a análise do nível de eficiência das empresas reguladas definem-se, em conjunto, os seguintes parâmetros: (i) metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis, (ii) base de custos a considerar e (iii) repartição entre a componente fixa e componente variável.

Não é correto alterar um destes parâmetros sem equacionar a alteração de outros determinados em simultâneo. Por exemplo, a análise da base de custos e do nível de eficiência exigido não podem ser determinados de forma descontextualizada, sob pena de desvirtuar o esforço de redução de custos considerado para o período de regulação. O mesmo se passa em relação à repartição da componente fixa e variável do *price-cap*.

No exercício das suas funções, e tendo em conta o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a ERSE monitoriza anualmente a evolução dos proveitos permitidos e a evolução dos custos das empresas com vista à fixação dos parâmetros para o período de regulação seguinte.

A ERSE está ciente que em atividades de capital intensivo, os custos são em boa medida fixos no curto prazo e variáveis no médio e longo prazo. Assim, no que diz respeito à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em Portugal continental, a ERSE tem vindo a ajustar a fórmula de regulação, passando de uma metodologia de regulação dependente exclusivamente dos consumos para uma fórmula onde a componente variável tem vindo a perder peso.

Tal como no período 2006/2008, a ERSE definiu para 2009/2011 as seguintes componentes: 35% para componente fixa e 65% para componente variável em redes AT/MT e 45% para componente fixa e 55% para componente variável em redes BT, contudo pelo facto de no período regulatório em curso, a base de custos em BT sujeita ao *price-cap* ter diminuído, uma vez que as rendas de concessão e os custos com os planos de efetivos passaram a ser aceites fora do *price-cap*, a componente variável em BT reduziu-se para 33% e 31%, em 2009 e 2010, respetivamente.

Refira-se que a previsão de consumos para o período de regulação 2009-2011 foi elaborada com base nas previsões enviadas pelas empresas e na informação disponível até setembro de 2008.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 refletiu um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentaria de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas. Ao nível dos fornecimentos a clientes finais aceitou-se a previsão da EDP Distribuição por nível de tensão.

As quantidades de energia elétrica utilizadas pela ERSE para cálculo do *price-cap* da atividade de DEE das Regiões Autónomas correspondem às previsões enviadas pelas empresas, tendo a ERSE considerado essa



informação como sendo a que correspondia à melhor informação disponível no momento do cálculo. Os cenários de procura enviados pelas empresas encontram-se justificados no documento "Caracterização da procura e da oferta de energia elétrica 2009-2013" da EDA e no documento "Cenários de expansão do sistema elétrico do SEPM 2009-2011" da EEM, ambos enviados em junho de 2008.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

No que diz respeito ao CUR os resultados negativos resultam essencialmente de 3 parcelas: ajustamentos de dívidas a receber, dívidas incobráveis e custos com aquisição de serviços a empresas do Grupo, nomeadamente à EDP Distribuição e à EDP Soluções Comerciais.

Os proveitos permitidos nesta atividade resultam da aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação, cuja justificação se encontra no documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011", de dezembro de 2008.

Assim, neste período de regulação aplicou-se um fator de eficiência de 3% ao ano aos custos unitários por consumidor. Este parâmetro foi determinado tendo em conta a meta implícita nos custos unitários enviados pela empresa para o período 2009 a 2011 de 2,1% ao ano, bem como o facto de em 2010 se iniciar um estudo com o objetivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à atividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros por nível de tensão, fixados para o período de regulação em curso, poderão ser ajustados em conformidade.

II/C – MERCADO LIVRE (ML)

CICLO DIÁRIO EM NT EM REGIME REGULADO

De acordo com o que foi referido por altura da revisão do Regulamento Tarifário em 2008, a ERSE concorda com o objetivo de harmonizar as condições de aplicação da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT, nomeadamente no que diz respeito ao ciclo de contagem aplicável.

No entanto, estando anunciada para breve a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais nestes segmentos de consumo, considera-se desejável que a harmonização referida aconteça em simultâneo com essa extinção, poupando os clientes a 2 processos de transição num curto período de tempo, com impactes no preço e também nas decisões de consumo.

Adicionalmente, a análise das tarifas para 2010 nestes níveis de tensão, em particular em MT onde este problema tem relevância, revela que a discriminação existente na tarifa de acesso às redes não deverá constituir um obstáculo importante ao funcionamento do mercado livre e à opção dos clientes por comercializadores de mercado.

REGIME DE INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE concorda com a urgência de redefinição do regime de interruptibilidade, assegurando a não discriminação entre clientes do mercado liberalizado e clientes do CUR no acesso a este regime. Os Governos de Portugal e de Espanha acordaram, no âmbito da revisão do Acordo de Santiago de Compostela sobre a constituição de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), em promover uma harmonização do regime de interruptibilidade aplicável nos dois países⁴⁶⁰. Assim, o mecanismo a vigorar no futuro depende das soluções definidas pelos dois governos, tendo em Portugal essa responsabilidade sido atribuída à Direção-Geral de Energia e Geologia.

⁴⁶⁰ Esta decisão integra a Resolução da Assembleia da República n.º 17/2009, de 23 de março, que aprova o Acordo que revê o Acordo entre Portugal e Espanha sobre a constituição de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), assinado em Braga em 18 de janeiro de 2008.



A ERSE aguarda a definição desse novo regime. Enquanto tal não se verificar, mantêm-se transitóriamente em vigor o atual regime de interruptibilidade nos termos do artigo 274.º do Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que "o regime de interruptibilidade vigente, que foi objeto de prorrogação pelo Despacho da ERSE n.º 25101-E/2003, de 11 de dezembro, mantêm-se em vigor enquanto não for aprovado o regime de participação da procura na prestação de serviços de sistema previsto no Artigo 33.º".

Considera-se que qualquer regime de interruptibilidade, nos termos de legislação a publicar pelo governo, deverá assegurar a não discriminação entre os agentes de mercado e estar aderente aos custos evitados de gestão do sistema. É fundamental que esta aderência seja garantida, dado que estes custos são pagos por todos os consumidores de energia elétrica.

II/D – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE aceita a crítica relativa à data tardia de envio do Relatório da Qualidade de Serviço de 2008 ao Conselho Tarifário. No futuro serão desenvolvidos todos os esforços para publicar o Relatório da Qualidade de Serviço durante o mês de setembro, de modo a proceder à sua divulgação pública em antecipação ao processo de fixação de tarifas.

A divulgação do estudo de avaliação da satisfação dos clientes de energia elétrica será efetuada conjuntamente com os resultados de outras ações desenvolvidas pela ERSE durante o ano de 2009 no âmbito da qualidade de serviço e da verificação do cumprimento dos regulamentos, designadamente os resultados das ações de cliente mistério, inspeções aos registos de reclamações das empresas reguladas e auditorias aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço.

II/E – PREÇOS DOS SERVIÇOS

Os valores publicados pela ERSE não correspondem aos preços a praticar pelos operadores de redes, mas sim ao teto máximo que é possível cobrar aos clientes pela realização de uma monitorização da onda de tensão efetuada na sequência de uma reclamação do cliente e se venha a verificar que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao cliente. O valor a pagar pelo cliente por uma monitorização da onda de tensão é o custo que efetivamente se verificar com a monitorização em causa, tendo como limite máximo o valor aprovado pela ERSE.

Atendendo à natureza dos valores aprovados pela ERSE, considera-se adequado manter a metodologia que tem vindo a ser seguida em anos anteriores, assegurando assim a coerência da série temporal de valores e evitando variações bruscas nos valores limite.

Sobre esta matéria importa ainda esclarecer que o número de vezes que as ações de monitorização são cobradas aos clientes é muito reduzido, verificando-se que nos últimos três anos não foi cobrada aos clientes qualquer monitorização ao abrigo do artigo 46.º do RQS.

II/F – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

II/F 1. PRE-FENR (CO-GERAÇÃO)

Relativamente a esta matéria, informa-se o CT que a Diretiva 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, se encontra em fase de transposição pelo Governo.

II/F 2. TARIFA SOCIAL

A ERSE partilha da visão do CT, considerando que a proteção dos consumidores mais vulneráveis deve assumir a maior relevância na agenda dos decisores políticos e da sociedade em geral, configurando-se, atualmente, como um desafio que se apresenta à regulação do setor da energia elétrica, em particular num contexto de crise energética (crise de suficiência, de preço e de sustentabilidade), muito especialmente no que diz respeito ao acesso a um serviço público considerado essencial.



O novo quadro legal energético europeu, consagrado no 3.º Pacote para a energia, através da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, prevê que os estados membros adotem uma definição de "pobreza energética" e desenvolvam medidas de coesão económica e social.

Neste contexto, importa adotar medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com as referidas diretivas. A garantia de acesso a um serviço público essencial por todos os cidadãos deve assentar quer em princípios orientadores das práticas comerciais e das condições técnicas do serviço prestado, quer na envolvente social e económica do problema. Esta garantia de acesso pode e deve envolver diversos atores de áreas distintas e com diversas responsabilidades legais e institucionais.

Esta matéria é da competência do Governo, contudo a ERSE dará o seu contributo efetuando uma reflexão alargada sobre a aplicação de tarifas sociais e o conceito de consumidor "economicamente mais vulnerável", que deverá ser baseado num critério de pobreza em linha com critérios já adotados pelo Ministério da Segurança Social, e concretizar as formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de energia elétrica.

A abrangência das medidas de proteção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial proteção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de inverno, entre outras.

II/G – TARIFA BI-HORÁRIA

O CT analisou os preços da opção bi-horária da tarifa de venda a clientes finais da proposta de tarifas para 2010 e sublinhou a promoção acentuada da tarifa bi-horária face à tarifa simples, decorrente da proposta.

Esta promoção acentuada justificava considerar que os novos contratos no mercado regulado seriam feitos na opção tarifária bi-horária, fomentando-se uma gestão de carga mais eficaz e promovendo-se a transferência de consumos do período fora de vazio para o período de vazio, com benefícios para o setor elétrico e, conseqüentemente, para todos os consumidores. Esta situação foi considerada na proposta da ERSE.

Importa esclarecer o CT que, presentemente, os clientes que consomem cerca de 20% da sua energia no período de vazio já têm vantagem em aderir à tarifa bi-horária. Assim, considera-se que uma parte substancial dos consumidores está nestas circunstâncias.

Apesar disso, o CT considera que existe um potencial risco de os atuais clientes em tarifa simples migrarem de forma acentuada para a opção bi-horária, situação que poderia acarretar a substituição de contadores, de implementação difícil no curto prazo.

Assim, dando-se acolhimento ao comentário do CT, a ERSE efetuou modificações no processo de convergência para tarifas aditivas, permitindo um maior crescimento dos preços de energia das tarifas bi-horária e tri-horária, ficando estes mais alinhados com os preços aditivos. Neste novo contexto, mantém-se a posição relativa da tarifa bi-horária face à tarifa simples mais próxima da que se registava com as tarifas de 2009.

Em coerência com a decisão tomada, manteve-se o cenário de procura considerado aquando da proposta de tarifas para 2010.

II/H – ADAPTAÇÃO DOS CONTADORES BI-HORÁRIOS



De acordo com a informação enviada pela EDP Distribuição⁴⁶¹ até finais de Julho a empresa procedeu à adequação de cerca de 50 000 contadores. A campanha de adequação iniciou-se a 1 de outubro de 2009 e deverá terminar no último fim-de-semana de março de 2010.

A posição da ERSE relativamente à aplicação da Lei 12/2008 consta do comunicado de 23 de maio de 2008. Assim, os custos relativos ao equipamento de medição de energia elétrica não são aceites para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Os restantes custos, mão-de-obra e fornecimentos e serviços externos, uma vez que não foram considerados na base de custos e resultam de uma alteração regulamentar, serão analisados e aceites em base anual fora do *price cap*.

⁴⁶¹ Carta 152/09/CA, de 30 de setembro de 2009.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ **Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico** ◆ [\[Consulta Pública n.º 36\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE] foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário [CT] "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁶².

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁶³.

Nos termos do Regulamento Tarifário [RT] conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico*"⁴⁶⁴.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário tendo apreciado a proposta apresentada, emite o seguinte parecer:

1. A muito recente aprovação e publicação de dois textos legislativos e a necessidade urgente de implementação das disposições legais constantes dos mesmos no cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas relativas a 2012, submetidas ao CT, determinam a presente revisão regulamentar.
2. Com efeito, a proposta de revisão regulamentar, submetida ao CT, visa adaptar o RT em vigor ao enquadramento jurídico resultante de dois diplomas legais, recentemente aprovados, a saber:
 - (i) O Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, transpondo a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que revoga a Diretiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro;
 - (ii) A Portaria n.º 279/2011, de 17 de Outubro, que estabelece a metodologia do cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal, e define o fator a aplicar ao prémio de risco da dívida associado à empresa regulada, aprovada no âmbito do n.º 4 do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho.
3. Dado o impacto da legislação citada no cálculo dos proveitos permitidos e na fixação das tarifas para 2012, o CT considera, adequado e oportuno que a presente alteração regulamentar ocorra em simultâneo com a definição das tarifas para 2012.
4. Mais especificadamente se dirá que o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Julho, estabelece no seu artigo 73.º-A uma metodologia de repercussão faseada, num horizonte quinquenal, compensada pela aplicação de uma taxa de remuneração, dos sobrecustos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, nos proveitos permitidos das empresas reguladas do SEN, procedimento esse a iniciar-se para efeitos do cálculo das tarifas para 2012, prolongando-se até 2020.

⁴⁶² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁶³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁶⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou proposta".



5. Por seu turno, a Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, veio estabelecer a metodologia de cálculo da mencionada taxa de remuneração a aplicar ao diferimento intertemporal de proveitos permitidos, bem como o fator a aplicar ao prémio de risco da dívida associado à empresa regulada.
6. O CT considera que o articulado da proposta de revisão regulamentar que lhe foi submetida e que incide, exclusivamente, sobre o artigo 83.º do RT, é fiel ao objetivo enunciado de adaptar o RT às normas contidas nos textos legais referenciados.
7. Neste contexto, o CT concorda genericamente com as alterações propostas ao artigo 83.º do RT.
8. Ainda, assim, sempre se dirá que, no entendimento do CT, teria utilidade que o artigo 83.º do RT, em consonância com o expressamente previsto no n.º 6 do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de julho, devia referir que a transferência intertemporal recuperada através de uma anuidade, a cinco anos, deixa de ter aplicação após o ano de 2020.
9. O CT tem vindo a alertar para o facto de o Regulamento Tarifário não prever a aplicação do ciclo semanal na RAA e na RAM, facto que consideramos deverá ser equacionado pela ERSE, com o objetivo de que os consumidores das regiões autónomas disponham das mesmas opções tarifárias face às existentes no continente. Sugerimos assim, que a presente proposta de alteração do RT contemple a aplicação do ciclo semanal nas Regiões Autónomas.
10. Ainda, o CT reitera a recomendação de introdução no RT dum mecanismo de agravamento crescente com uma periodicidade trimestral para tarifas transitórias.
11. Finalmente, o CT questiona se a promulgação do decreto-lei de deferimento excepcional para 2013 da parcela de acerto dos CMEC não virá implicar alterações ao RT o que deveria ser contempladas desde já.

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 16 de novembro de 2011.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico (Regulamento Tarifário) ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) e estabeleceu que este é o "órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁴⁶⁵.

Ao conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico (CT-SE) e gás natural (CT-GN) - "...emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁴⁶⁶.

Nos termos do n.º 1 do artigo 47.º dos Estatutos, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, um documento contendo o *projeto de revisão* de algumas disposições dos regulamentos vigentes, solicitando a emissão de parecer do CT sobre o *Regulamento Tarifário*⁴⁶⁷.

Posto que, apreciada a proposta, os pareceres emitidos por vários interessados no âmbito da discussão pública bem como os entendimentos expressos na discussão realizada pela ERSE em 21 de junho de 2011, emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

O CT em sistematicamente defendido nos seus pareceres que no caso em que os documentos que e são submetidos estarem em discussão pública, a sua audição deve ocorrer em momento posterior ao encerramento da consulta na posse dos dados resultantes da mesma e eventualmente sobre uma proposta diferente já incorporando as contribuições dos interessados, ainda que com redução do prazo de emissão de parecer. Assim e sem prejuízo do acima referido quanto à nova pronúncia:

- 1- Duma maneira geral, a revisão proposta pela ERSE tem em vista dois objetivos: por um lado acomodar alterações legislativas entretanto surgidas, e, por outro lado, aperfeiçoar alguns mecanismos da regulação tendo em vista a preparação do processo da fixação dos parâmetros regulatórios para o triénio 2012-2014, a propor a 15 de outubro de 2011.
- 2- Contudo, a proposta de revisão tem um invulgar fator de condicionamento o Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica (*Memorandum of Understanding - MOU*), que se debruça especificamente sobre o setor elétrico e tem explícito um calendário que carece de desenvolvimento legislativo de conteúdo específico de prever.
- 3- Esta circunstância gera incerteza sobre vários temas e faz antever novas revisões a breve trecho. Destaque-se, pela sua importância, a calendarização do MOU com implicações no setor elétrico.
- 4- A transposição da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns par o mercado interno de eletricidade, com a publicação, em 20 de junho, do Decreto-Lei n.º 78/2011.
- 5- Esta publicação obriga à incorporação de diversas alterações quer no RRC quer no próprio RT o que o CT sugere seja já introduzido. A título de exemplo, refira-se a noção de consumidor vulnerável ou a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial por 5 anos.
- 6- Deve até 31 de julho de 2011 ser apresentado calendário para eliminação faseada das tarifas reguladas de eletricidade até 1 de janeiro de 2013 especificando:

⁴⁶⁵ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁶⁶ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁶⁷ Documento ou projeto que poderá, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- a) Os prazos e os critérios para liberalizar os restantes segmentos regulados, como por exemplo, as condições pré-determinadas respeitantes ao grau de concorrência efetiva no mercado em questão;
 - b) Os métodos destinados a garantir que, durante o período de eliminação gradual (*phasing out*), os preços de mercado e as tarifas reguladas não irão divergir significativamente e evitar a subvenção cruzada entre segmentos de consumidores;
 - c) Mecanismos para proteger os consumidores vulneráveis.
- 7- Ainda, até 30 de setembro de 2011 [T3-2011]:
- a) Em relação a novos contratos de renováveis, revisão em baixa das tarifas assegurando que as mesmas não compensam em excesso os produtores pelos seus custos e que continuam a proporcionar um incentivo para reduzir os custos através da adoção de tarifas que se reduzem gradualmente ao longo do tempo. Para tecnologias mais maduras, desenvolver mecanismos alternativos (tais como prémios de mercado). Os relatórios sobre as medidas adotadas serão fornecidos anualmente.
 - b) As decisões sobre investimentos futuros em renováveis, designadamente e tecnologias menos maduras, serão baseadas numa análise rigorosa em termos dos seus custos e consequências para os preços da energia. Na análise serão utilizados os índices de referência internacionais e será realizada uma avaliação independente. Os relatórios sobre as medidas adotadas serão fornecidos anualmente.
 - c) Avaliar os atuais instrumentos relacionados com a energia, incluindo os incentivos fiscais em matéria de eficiência energética. Em particular, avaliar o risco de sobreposição ou de inconsistência de instrumentos.
- 8- Por fim, até 31 de dezembro 2011 [T4-2011]:
- a) Aprovação de medidas que limitem os sobrecustos associados à produção de eletricidade em regime ordinário, nomeadamente através da renegociação ou de revisão em baixa dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) paga a produtores do regime ordinário e os restantes Contratos de Aquisição de Energia a longo prazo (CAE);
 - b) Avaliação da eficiência dos esquemas de apoio à cogeração e propor as opções para ajustar em baixa a tarifa bonificada de venda (*feed-in tariff*) da cogeração (reduzir o subsídio implícito);
 - c) Avaliação num relatório a eficiência dos esquemas de apoio às renováveis, incluindo a sua lógica, os seus níveis e outros elementos de conceção importantes;
 - d) Em relação aos atuais contratos em renováveis avaliar, num relatório, a possibilidade de acordar uma renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa bonificada de venda mais baixa;
 - e) Reduzir os atrasos e a incerteza em torno dos procedimentos de planeamento, de autorização e certificação e aumentar a transparência dos requisitos administrativos e dos encargos para os produtores de energias renováveis (em conformidade com os artigos 13.º e 14.º da Diretiva da EU 2009/28/EC). Fornecer provas das medidas tomadas neste sentido;
 - f) Com base nos resultados da análise dos instrumentos relacionados com a energia, incluindo os incentivos fiscais em matéria de eficiência energética, modificar os instrumentos de política energética, a fim de garantir que proporcionam incentivos para uma utilização racional, poupanças de energia e reduções de emissões;



- g) Aumentar a taxa do IVA na eletricidade (atualmente é de 6%), bem como tributar em sede de impostos especiais sobre o consumo a eletricidade (atualmente abaixo do mínimo exigido pela legislação comunitária).
- 9- Acresce a publicação da alteração da Lei n.º 23/96, de 26 julho, que cria no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais.
- 10- A revisão proposta não está, nem poderia estar, ajustada aos compromissos entretanto assumidos e legislação publicada.
- 11- Sucede que a anunciada extinção das tarifas reguladas até 1 de janeiro de 2013 ter implicações profundas quer nos consumidores, quer na atividade das empresas regulada e em particular no papel e missão que o Comercializador de Último Recurso (CUR) desempenha no Sistema Elétrico Nacional.
- 12- Mas, por outro lado, o enquadramento concreto do MOU leva o CT a questionar pertinência de parte das alterações propostas que, na realidade, poderão vigorar apenas durante 1 ou 2 anos, colocando em causa o seu custo/benefício.
- 13- O CT discorda da introdução de alterações com efeito nos custos a suportar pelas tarifas preferindo adotar um posicionamento estritamente cauteloso ou seja, na dúvida, não existindo um claro benefício para o sistema e para a regulação, deve aguardar-se até final de 2011 pela definição de todo o corpo legislativo enquadrador.
- 14- Um dos casos que o CT identifica como não sendo oportuno, face à extinção anunciada das tarifas reguladas até 1 de janeiro de 2013, é a proposta de introdução duma nova opção tarifária $BTN \geq 20,7$ kVA, com registo da potência máxima contratada, que pode obrigar à instalação de novos equipamentos de contagem e de custos decorrentes da eliminação dos contadores existentes e das alterações a sistemas de cálculo e faturação.
- 15- Um outro caso, que se avalia inoportuno, é a introdução neste momento de alterações na tarifa de Iluminação Pública (IP) cujo calendário, na prática, se identifica com o da extinção das tarifas reguladas para os consumidores. Entende o CT que o calendário para a extinção das tarifas deve ser realizado duma forma alinhada e em simultâneo.
- 16- O mesmo já não se passará quanto às tarifas de uso nas Regiões Autónomas, há muito anunciadas e que têm vindo a ser extintas ao longo dos últimos anos, não se prevendo efeitos em termos de custos.
- 17- Refira-se que, quanto à uniformidade tarifária seria possível atingir maior harmonização da estrutura tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas ao nível das opções tarifárias e dos escalões de potência (cf. introdução do ciclo semanal).
- 18- Do mesmo modo, o CT recomenda que no âmbito do processo de convergência tarifária para estas regiões, a ERSE recorra aos dados mais atualizados possíveis para determinação do valor das tarifas reguladas em NT e BTE.
- 19- O CT verifica que a proposta não inclui uma referência à situação atual do ponto de desenvolvimento da liberalização do mercado e retoma a sua recomendação no sentido de dinamizar a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre⁴⁶⁸.
- 20- O CT destaca que liberalização prevista não deve, por um lado, interferir com a expansão, alteração e operação das redes devendo, por outro, assegurar o acesso ao mercado eficiente.

⁴⁶⁸ Cf. [parecer](#) TEP 2011, de 15 de novembro de 2010, onde o CT Recomendou para a NT e BTE a introdução dum mecanismo de agravamento crescente (trimestral) da tarifa transitória necessários ao incentivo dessa passagem.



- 21- Numa ótica de mercado ibérico o CT sugere maior compatibilização com Espanha dos regimes de interruptibilidade e da duração dos períodos horários.
- 22- O CT não pode deixar de assinalar que a proposta de revisão do RRC introduz alterações que podem ter efeitos sobre as tarifas (exemplo: medidas que implicam agravamento de custos como os referentes à alteração de sistemas informáticos), pelo que, apela à ERSE que evite a introdução de medidas que não assegurem benefícios para os consumidores e para o sistema.

Aprovado em 24 de junho de 2011.



◆ Alteração das regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Setor Elétrico ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) (...) "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁶⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁷⁰.

O conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração das regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental*"⁴⁷¹, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1 — O CT relembra ser seu entendimento reiterado que a sua consulta deve realizar-se apenas após consulta pública, debruçando-se este Conselho sobre um documento que contemple as contribuições resultantes daquela.

2 — No caso do documento e proposta em apreço, a consulta simultânea promovida pela ERSE é particularmente desadequada face à matéria em discussão, pelo que se antecipa desde já a recomendação de que o CT se pronuncie sobre uma proposta já consolidada que tenha também em conta o presente parecer.

3 — Os PPDA constituem instrumentos de regulação destinados a promover a melhoria do desempenho ambiental exclusivamente aos operadores de infraestruturas - para além daquilo que é o cumprimento das medidas obrigatórias por lei ou regulamento: pretendendo-se assegurar que a regulação económica a que as empresas estão sujeitas não tenham efeitos perversos no seu desempenho ambiental⁴⁷².

4 — O PDA em vigor, no Continente, desde o ano 2002 e, desde 2006, nas Regiões Autónomas, representam um custo que é suportado nas tarifas de acesso, custo esse que no atual período regulatório estava previsto ser cerca de 30M€.

5 — OS PPDA são uma das rubricas que integram os CIEG, custos estes cujos crescimentos necessidade de contenção têm sido reiteradamente preocupação do Conselho Tarifário.

6 — O CT apreciou o documento da ERSE intitulado "PPDA — Balanço de 8 anos", de julho de 2010, tendo discutido igualmente outros documentos disponibilizados pela ERSE no seu sítio, incluindo relatórios de execução e as medidas aprovadas no âmbito do PPDA após criação do painel de avaliação, com intervenção no atual período regulatório.

7 — Da apreciação desses documentos constata o CT que, entre as medidas selecionadas se encontra um número significativo de ações de formação; estudos científicos; melhoria do desempenho ambiental da mobilidade de funcionários; melhoria de comunicação interna das empresas; medidas de proteção da avifauna e de *habitats*; existindo inúmeras ações que são realizadas em parceria com entidades e organismos públicos da área do ambiente. Acresce a existência de taxas de realização muito díspares e um número elevado de medidas não executadas ou de muito baixa execução. Refira-se, finalmente, que de

⁴⁶⁹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁷⁰ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁷¹ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁴⁷² Cf. documento.



acordo com a ERSE, impacte tarifário deste programa, no período de 2002 a 2008, foi de cerca de 10 cêntimos de euro/mês ou 0,5% na fatura dos clientes domésticos (BTN — 3,45kVA).

8 — Face ao elenco das medidas que têm sido selecionadas à luz dos critérios existentes, o CT entende que se deve reavaliar não apenas os procedimentos, critérios de avaliação e valor de incentivos, mas sim o próprio conceito e desígnio do PPDA.

9 — Não deixando de reconhecer a mais-valia da proteção ambiental para os cidadãos consumidores, no entendimento do CT, a análise do balanço apresentado exige uma reflexão aprofundada sobre o âmbito do PPDA, a sua integração com os planos nacionais internacionais em matéria do ambiente, reavaliação esta que não está contemplada no documento colocado pela ERSE a discussão pública.

10 — Entende o CT que se deverá designadamente ter em conta a necessidade de: impedir a subsidiação de organismos públicos através das tarifas; precisar o conceito de "desempenho ambiental"; elevar os padrões de qualidade para aceitação das propostas⁴⁷³; estabelecer uma mínima para a aceitação das candidaturas⁴⁷⁴, etc.

11 — Numa época de contração económica, a repercussão dos custos nas tarifas e a oportunidade de os mesmos serem contidos afigura-se prudente.

12 — Embora o Conselho registe positivamente a proposta da ERSE de diminuição dos montantes dedicados e, no próximo período regulatório (2012-2014), de diminuição do montante máximo, face às razões expostas, o CT recomenda:

- a) Lançamento urgente dum reflexão sobre a existência dum programa com o âmbito e características do PPDA;
- b) Não-aceitação de novas candidaturas até à conclusão da reflexão proposta da alínea anterior.

CONCLUSÕES

O conselho Tarifário considera que a proposta da ERSE deve ser revista de acordo com as sugestões e recomendações formuladas, razão porque entende não poder pronunciar-se, na especialidade, sobre o articulado proposto.

Aprovado em 15 de março de 2011.

⁴⁷³ Cf. proposta do art. 6.º, alínea c), que passa a considerar medidas elegíveis aquelas que "cumpram mínimo de qualidade."

⁴⁷⁴ Por exemplo, a seleção apenas das medidas com classificação acima de 3 teria reduzido em 16M€ o montante no triénio, pág. 24 do relatório de avaliação das candidaturas.



◆ Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁴⁷⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁷⁶.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento intitulado "*Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico - Documento Justificativo (Outubro de 2010)*"⁴⁷⁷, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias⁴⁷⁸.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

GENERALIDADES

1. A muito recente aprovação e publicação de alguns dos textos legislativos que motivam a proposta terá impedido, a desejável apresentação em antecipação da proposta de tarifas e preços para 2011.
2. A proposta de revisão do Regulamento Tarifário apresentada pode ser dividida em dois grupos de alterações, a saber:
 - a) Ajustamentos derivados da aprovação de cinco novos textos legislativos:
 - Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, que procede à alteração à taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroelétricos;
 - Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que estabelece o regime de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Elétrico Nacional;
 - Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em Muita Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE);
 - Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que determina a extinção do mecanismo da conta de correção de hidraulicidade, estabelecendo as regras transitórias a adotar até à extinção do mesmo e revogando o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro;
 - Decreto-lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de outubro, que tem como objeto a criação de tarifas sociais de acesso às redes e de fornecimento de energia elétrica e a definição do regime jurídico para a sua aplicação;
 - b) Reclassificação da cogeração produzida através de fontes de energia renováveis.
3. O CT alerta, também, para a necessidade de revisão simultânea e coordenada das disposições do [RRC](#).

⁴⁷⁵ Conf artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁷⁶ Conf artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril

⁴⁷⁷ Que doravante. ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁴⁷⁸ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

**A - ALTERAÇÕES DERIVADAS DA APROVAÇÃO DE CINCO NOVOS TEXTOS LEGISLATIVOS**

1. O CT concorda genericamente com as alterações propostas, com exceção ao que respeita à "tarifa social".
2. Na realidade, o RT em vigor define, como opção tarifária, no n.º 6 do seu Artigo 38.º uma "tarifa social" destinada "aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena atividade profissional, com potência contratada até 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh".
3. A proposta em análise cria uma nova secção no RT (Artigos 70.º-A e 70.º-B) relativa a uma "Tarifa social aplicável a clientes economicamente vulneráveis", que pretende dar cumprimento ao disposto no referido decreto-lei aprovado em Conselho de Ministros, mas aguardando publicação, sem que nenhuma alteração seja proposta relativamente à opção tarifária "tarifa social" atualmente existente, o que teria como consequência a existência simultânea dos dois regimes.
4. Assim, o CT considera ser pertinente estabelecer uma disposição transitória que evite a interrupção do benefício tarifário pelos consumidores vulneráveis.

B - RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO PRODUZIDA ATRAVÉS DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS O CT CONSIDERA ADEQUADAS AS ALTERAÇÕES PROPOSTAS SOBRE ESTA MATÉRIA.

Finalmente, o CT alerta para a necessidade de serem igualmente contempladas, na revisão do RT em curso, as alterações resultantes da publicação o Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, que revê o regime jurídico da microprodução.

CONCLUSÃO

Sem prejuízo das recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 15 de novembro de 2010.



◆ Faturação de energia reativa - Proposta de fatores multiplicativos do preço de referência de energia reativa indutiva ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁴⁷⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁸⁰.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, no passado dia 18 de junho, os documentos "*Faturação de energia reativa, proposta de fatores multiplicativos do preço de referência de energia reativa indutiva (artigo 10.º do Despacho n.º 7253/2010, de 26 de abril)*", cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - ENQUADRAMENTO

1. O novo regime de faturação da energia reativa foi aprovado pela ERSE através do Despacho n.º [7253/2010](#), de 26 de abril, após consulta pública alargada e parecer não só do CT, mas também do Conselho Consultivo da ERSE.
2. O despacho acima referido define três escalões de preço da energia reativa indutiva, sendo definido, nos termos do [Regulamento Tarifário](#), um preço de referência de energia reativa em cada nível de tensão de entrega.
3. O Artigo 10.º do mesmo despacho estabelece que cada escalão de preço da energia reativa indutiva será obtido pela aplicação de fatores multiplicativos ao correspondente preço de referência.
4. A presente proposta da ERSE tem como objetivo o estabelecimento dos "fatores multiplicativos" referidos no ponto anterior.

II - ANÁLISE DA PROPOSTA

1. Tendo em atenção que na situação atual apenas é faturada a energia reativa indutiva em excesso de $tg(t) = 0,4$, a ERSE propõe que o escalão $0,4 < tg(t) < 0,5$ permaneça com um preço similar ao atual, correspondendo-lhe um "facto multiplicativo" unitário, o que permite uma transição com consequências neutras para consumos de reativa dentro desta banda de valores.
2. Já para o consumo de reativa no intervalo $0,3 < tg(t) < 0,4$, a ERSE propõe um "facto multiplicativo" de 0,33, cujo racional será o de tornar o preço deste escalão igual ao custo evitado ao operador de rede, o que se afigura razoável.
3. Para o escalão de consumo de reativa com $tg(t) > 0,5$ é proposto um facto "multiplicativo" de 3,00, que constitui um forte incentivo à correção de tão elevados trânsitos de reativa nas redes, que deverão ser compensados localmente de forma adequada.
4. A ERSE efetua um estudo do impacto na fatura dos clientes mostrando que os valores propostos para os fatores multiplicativos a aplicar à faturação da energia reativa em cada escalão provocam

⁴⁷⁹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 7/2002, de 12 de abril.

⁴⁸⁰ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 7/2002, de 12 de abril.



acréscimos moderados da fatura de energia elétrica. Também é evidenciado que os acréscimos poderão ser totalmente anulados (e até obtidas reduções) caso os clientes adotem as medidas corretivas adequadas para anular a energia reativa faturada.

5. Contudo, o CT teria apreciado que a ERSE tivesse especificado de modo detalhado quais os pressupostos subjacentes ao cálculo do retorno do investimento que apresenta, tanto ao nível dos custos evitados, como das baterias etc.
6. Considera o CT que urge incentivar mais os consumidores a produzir localmente a energia reativa que necessitem e desonerar assim os custos atualmente suportados por todos os consumidores, que resultam dos maiores níveis de perdas e de investimento que a situação ainda em aplicação acarreta. Os coeficientes multiplicativos agora propostos vão claramente do sentido conveniente, sem que, contudo, seja possível aferir com exatidão a total adequação do seu valor absoluto.
7. O CT destaca igualmente o relevo complementar das campanhas de informação a que se refere o Despacho n.º 7253/2010.
8. Assim, tendo em atenção que o mecanismo só se encontrará completamente em aplicação a partir de janeiro de 2012, o CT recomenda que, a partir daí, a ERSE monitorize a adequação de todo o mecanismo e respetivos parâmetros ao fim em vista.

III - CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 12 de julho de 2010.



◆ Subregulamentação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁴⁸¹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁸².

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁴⁸³, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de subregulamentação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência"⁴⁸⁴, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite, sobre a proposta, o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A proposta de subregulamentação agora apresentada ao Conselho concretiza um dos parâmetros em falta desde a fixação de parâmetros, ocorrida no final de 2008, relativa ao triénio regulatório em curso (2009-2011).
2. Como o CT teve oportunidade de referir, a última alteração ao Regulamento Tarifário introduziu modificações profundas no setor elétrico não apenas resultado de diplomas legais (cf. Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de agosto e operacionalização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) possibilitada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho), como no modo de regulação de algumas das atividades reguladas, entre as quais a da RNT.
3. Desde 1999 que os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica eram determinados em base anual, com um ajustamento ao fim de dois anos (juros incluídos), tendo em conta os custos reais da empresa. Estes proveitos recuperavam os custos de funcionamento aceites pela ERSE e a remuneração dos ativos associados a esta atividade. Durante toda a regulação anterior, todos os custos de exploração e de investimento foram, globalmente, aceites pela ERSE.
4. No novo período regulatório (2009-2011), a ERSE procedeu à alteração da forma de regulação das atividades da concessionária da RNT, procurando introduzir um mecanismo de incentivo ao investimento eficiente, bem como os seus respetivos custos de operação e manutenção, através da valorização a custos de referência daqueles cuja data de entrada em exploração seja posterior a 1 de Janeiro de 2009.
5. Esta alteração da forma de regulação teve como objetivos, entre outros: o incentivo ao investimento eficiente e, na perspetiva de compatibilização regulatória (integração e alinhamento dos dois mercados no contexto do MIBEL), promover uma melhor comparabilidade com o modelo seguido em Espanha.

⁴⁸¹ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁸² Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁸³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁸⁴ Doravante, abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



6. Através designadamente da adoção de um prémio adicional de 150 pontos base, são concedidos maiores incentivos tendo em vista melhorar o desempenho da empresa regulada, simplificar a regulação e beneficiar os consumidores de energia elétrica face aos desafios de investimento necessário para o desenvolvimento da rede de transporte de energia elétrica, em particular na sua construção ibérica.
7. Para determinar os custos de referência, a ERSE e a REN promoveram a contratação de um estudo a uma entidade externa de reconhecida competência técnica, tendo os resultados do mesmo servido de base para a aplicação da metodologia de valorização dos novos investimentos da RNT e dos custos incrementais de operação e manutenção associados a estes novos investimentos.
8. A proposta da ERSE de "*Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência*" utiliza uma metodologia baseada num modelo misto de regulação que considera taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos, em função da sua valorização, seja por custos reais ou por custos de referência e que, em síntese, é o seguinte:
 - Os custos de referência aplicam-se desde que o desvio entre investimentos valorizados a custos de referência e investimentos a custos reais se encontre dentro do intervalo (banda) de +/- 10%;
 - Partilha do desvio entre empresas e consumidores, 50%/50%, quer no caso de desvios positivos quer no caso de desvios negativos (metodologia similar à aplicada em Espanha);
 - Aplica-se a taxa de remuneração acrescida do prémio de 1,5%;
 - Para o caso dos investimentos "atípicos" ou fora da banda são aplicadas regras diferentes, também definidas na proposta.
9. O Regulamento Tarifário ([RT](#)) não contemplava a desagregação dos custos de referência por tipo de ativo, tal como agora se apresenta na proposta em apreço, que inclui uma decomposição em múltiplos materiais e prestações de serviços, tornando esta metodologia de difícil aplicabilidade. Em termos gerais, foram detetados alguns problemas, nomeadamente:
 - No próprio mecanismo, não há uma simetria nos valores a incluir nos proveitos da REN, caso os custos reais de investimento se situem acima ou abaixo da banda de apresentada nesta proposta.
 - A gestão e verificação da informação subjacente a este mecanismo exige um apurado registo e controlo da informação contabilística e estatística, com custos acrescidos de consultoria, auditoria, sistemas informáticos e custos administrativos.
10. A proposta da ERSE surpreendeu pelo peso administrativo — e prováveis custos - que parece acarretar, inexistindo qualquer tipo de avaliação custo-benefício que fizesse compreender tal complexidade.
11. É, nesta perspetiva, uma proposta que não tende à simplificação do processo regulatório ainda que, deseja-se, seja um procedimento transitório que deverá ser avaliado.
12. Acresce que o detalhe e nível de desagregação, úteis para a ERSE e avaliação por parte da empresa regulada, não são recomendáveis na publicação final, sob pena de se desvirtuar todo o processo, reduzindo a margem de negociação com os fornecedores e penalizando consequentemente empresa e consumidores.
13. O CT recomenda, assim, que no despacho final a publicar pela ERSE sejam apenas identificados os grandes grupos e não todos os subgrupos e variantes possíveis de preços de referência, concebidos a partir dos atualmente existentes.



II

ESPECIALIDADE

1. Apesar do menor grau de explicitação das bases do estudo externo que conduziram à determinação dos custos de referência, o CT assume que os mesmos serão "consistentes e adequados à realidade"⁴⁸⁵.
2. Sem prejuízo da mais-valia teórica dum modelo de custos de referência já contemplado no RT, face à inexistência de histórico, surgem ao CT inúmeras questões relacionadas com a metodologia subjacente à proposta da ERSE.
3. O CT entende, assim, suscitar no seu parecer essas questões, esperando que o seu esclarecimento e que a experiência a implementar entretanto permita dados mais detalhados aquando da fixação dos parâmetros que ocorrerá para o próximo período regulatório (2012-2014), que a ERSE irá apresentar ao CT em 15 de outubro de 2011.
4. Tendo em conta o supra exposto, o CT tece as seguintes observações e questões:
 - b) No que diz respeito à denominada categoria de "investimentos atípicos" (acima da margem de 10%), o CT constata que:
 - (i) Quando o custo de referência é inferior a 90% do custo real, aceita-se este último afetado de uma taxa sem prémio; ou seja, o custo real acaba por ser aceite, não havendo incentivo para a empresa nem benefício para os consumidores, o que resulta na prática num modelo próximo do da regulação anterior de "custos aceites";
 - (ii) Quando o custo de referência é superior a 1 do custo real, aplica-se a taxa com prémio à base real acrescida de 5%, não havendo incentivo adicional para a empresa nem benefício para os consumidores⁴⁸⁶;
 - c) O CT questiona a ERSE sobre as vantagens em criar outras zonas de partilha com inclinação não nula, acima e abaixo, da zona de +/-10%;
 - d) O CT constata que as situações qualificadas pela ERSE como "atípicas" perfazem cerca de 40% das 72 obras referidas na proposta⁴⁸⁷, pelo que dificilmente se poderão entender como "marginais";
 - e) Por outro lado, não se encontra devidamente explicada a razão pela qual é fixada pela ERSE uma banda nos valores propostos, pelo que o CT questiona se a banda de -H- 10% entre custo de referência e custo real proposta pela ERSE para a partilha entre consumidores e empresa poderá ser excessivamente estreita, designadamente se não estiver equacionado o efeito fiscal que poderá ter um efeito de +/-3,7% sobre o valor do RAB;
 - f) Adicionalmente, o CT considera que seria importante esclarecer e colmatar alguns pontos da proposta, a saber:
 - (i) Qual a frequência da revisão dos custos de referência para o ano zero, que apenas deverá incidir sobre os futuros investimentos?

⁴⁸⁵ Cf. pág. 1 do documento.

⁴⁸⁶ É de referir que semelhante situação ocorre para as regras descritas para os investimentos em subestações que entraram em serviço antes de 2006.

⁴⁸⁷ Cf. pág. 28 do documento.



- (ii) Numa obra com investimento de características plurianuais, os índices aplicados à data de entrada em exploração, refletem todas as oscilações de preços que possam ter existido ao longo do período de investimento?
- (iii) Não estando evidenciado no RT o valor do prémio a adicionar à taxa de remuneração dos ativos valorizados a custos reais, 1,5% no documento de definição das tarifas e que se mantém nesta proposta, de que forma é garantida a manutenção do referido prémio até final da vida útil de um determinado ativo?
- (iv) O artigo 6.º apresenta a fórmula de apuramento dos custos unitários referência a custos totais. O Artigo 7.º evidencia os custos de referência, que se entende como valores globais aos quais se aplica uma taxa de remuneração. No entanto, não existe nenhum artigo que explicita o cálculo destes custos globais, nomeadamente a aplicação dos custos unitários de referência do Artigo 6.º às unidades de investimento (ex: Km de linha, no e painéis de subestações).
- (v) O Artigo 7.º da proposta de articulado carece de um esclarecimento adicional, uma vez que refere que a taxa de remuneração é aplicada aos ativos valorizados a custos diretos. No entanto, a taxa de remuneração deve ser aplicada aos ativos valorizados a custos totais.
- (vi) Como é que os ajustamentos que refletem a diferença entre os valores estimados e os valores efetivamente concretizados serão incluídos nas tarifas?
- (vii) Os valores previsionais dos novos investimentos a incluir nas tarifas incluirão já algum prémio resultante da eficiência que se anteveja? Ou nas tarifas são só incluídos custos de referência, sendo depois ajustados, com ou sem prémio, com base na realidade que se concretizar no terreno?
- (viii) Sendo assim, o Artigo 7.º, que refere para o ano t previsionais (ano das tarifas) a média entre o custo de referência e o custo real, só fará sentido se se considerar o custo real como um custo previsionais apresentado pela REN aquando das contas reguladas previsionais;
- (ix) Na página 4. falta uma referência ao número de painéis por níveis de tensão;
- (x) Para efeitos de aplicação do mecanismo proposto será necessário garantir a correspondência entre os custos reais e os custos de referência (cf. obra 8.900 do quadro 6 da página 30);
- (xi) O quadro 5 da página 29 não se afigura perceptível.

III

CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE pode ser reformulada acolhendo as preocupações e recomendações acima registadas.

Aprovado em 08 de julho de 2010.



◆ Alteração das regras de faturação de energia reativa ◆ [\[Consulta Pública n.º 31\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁸⁸.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁸⁹.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de alteração das regras de faturação de energia reativa*"⁴⁹⁰, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

A - GERAL

1. Inicia o Conselho Tarifário este seu parecer reiterando aquela que tem sido a sua opinião de que não deve ocorrer simultaneidade entre a sua consulta e a consulta pública, o que sucede uma vez mais e não se deixa de assinalar.
2. Quanto ao objeto da proposta, o Conselho Tarifário congratula-se com a sua apresentação. Com efeito, as atuais regras de faturação de energia reativa datam já dos anos 80 e a sua adequação à realidade era já desejável há algum tempo.
3. Os inconvenientes do desajustamento das regras de faturação de energia reativa tem reflexos a diversos níveis, designadamente, induz perdas adicionais no trânsito de energia elétrica, ocupa inutilmente a rede originando custos acrescidos de investimento, introduz problemas desnecessários de controlo da estabilidade de tensão das redes. Estas implicações justificam um tratamento específico da faturação da energia reativa.
4. O CT apoia o objetivo almejado da previsível redução de perdas e de investimentos futuros por parte dos operadores de rede.
5. Contudo, não pode deixar de assinalar que a proposta não apenas omite qualquer previsão de custos ou análise custo-benefício da introdução destas novas regras, como não explicita os eventuais impactos sobre os clientes objeto de faturação da energia reativa (cerca de 57.000 clientes nos níveis de tensão MAT, AT, MT e BTE) e correspondente benefício para os restantes (cerca de 5,5M de clientes).
6. O CT nota, também, que atualmente as cooperativas pagam a energia reativa, o e deixará de suceder com as novas regras propostas. Pese embora a explicação de anulação da diversidade que é apresentada pela ERSE, o CT entende que esta é insuficiente e que deverá explicar quem suportará a correspondente redução de proveitos que vão ser gerados.

B - PERÍODO DE INTEGRAÇÃO

⁴⁸⁸ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁸⁹ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁹⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



1. Um dos pontos que não se encontra pré-definido na proposta, por aguardar o resultado da consulta pública, é o respeitante aos períodos de integração (período dentro do qual se permite a compensação de comportamentos muito diversos) a adotar.
2. Quanto a este aspeto, considera o CT que entre as hipóteses elencadas (A — período de integração a 1 mês; B — período de integração uma semana em MAT, AT e MT e a 1 mês em BTE; C — período de integração diário, em MAT AT e MT e a 1 mês em BTE), a que se afigura mais equilibrada é a hipótese C.
3. Com efeito, adotar o dia como período de integração nos níveis de tensão MAT, AT e MT, que dispõem de telecontagem e conhecem já os seus consumos diários, tem vantagens acrescidas para o sistema em virtude da proximidade entre a medição e a ocorrência.
4. Já quanto à BTE que, em regra, não dispõe de telecontagem e nos casos em que disponham não veem recolhidos os diagramas de carga, afigura-se correta a manutenção do mês, sem prejuízo de se considerar que idealmente, no futuro, uma vez que os equipamentos o venham permitindo possam igualmente aceder à integração diária.
5. Considera o CT, quanto às Regiões Autónomas visto estas possuem um número de consumidores abrangidos reduzido (RAM — cerca de 250 e RAA — cerca de 670), seria conveniente a realização duma análise custo-benefício prévia à introdução destas regras, tendo em conta custos de desenvolvimento em que os operadores poderão incorrer.
6. Nota ainda que, embora estas regras de faturação se traduzam numa redução de custos de investimento e em benefícios ambientais, a adaptação às novas regras pode, no imediato, implicar custos de desenvolvimento e de implementação que não se encontram inventariados, nem avaliado o seu eventual efeito nas tarifas.

C - INVESTIMENTOS NOS EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO

1. O CT tem ciente que, para os clientes abrangidos pelas novas regras — indústria, comércio e serviços - o benefício das mesmas pode não ser imediatamente perceptível, podendo inclusivamente obrigar a investimentos ao nível dos equipamentos de compensação da energia reativa.
2. O retorno deste tipo de investimento por parte dos clientes abrangidos será, contudo previsivelmente, invulgarmente rápido.
3. O CT apoia, assim, que esta medida seja corretamente divulgada e explicada junto dos clientes abrangidos de forma a dinamizar e evidenciar a vantagem destes investimentos.
4. Tendo em vista os mesmos objetivos de eficiência, o CT entende que a ERSE deve desenvolver junto das entidades competentes diligências a fim de que a componente de energia reativa venha a ser efetivamente considerada quer nas regras de certificação energética dos edifícios, particularmente nos edifícios de serviços, quer na própria classificação dos equipamentos.

D — ALTERAÇÕES PONTUAIS AO ARTICULADO

1. Relativamente à proposta de clausulado apresentada seria conveniente corrigir o artigo 4.º (condições gerais de faturação de energia reativa) já que o artigo 7.º especifica as regras aplicáveis à faturação de energia reativa entre transporte e distribuição sem que o artigo 4.º abranja este tipo de faturação.
2. O CT sugere, também, que o artigo 10.º (regime transitório) seja reformulado no sentido de incluir a entrada em vigor do período de integração, caso este venha a ser diferente do atual.
3. No mesmo artigo 10.º, no n.º 1, chama o CT a atenção para a necessidade de referir em vez de "*regime em vigor*" "*regime que vigorava no momento imediatamente anterior à publicação*".



4. Finalmente, a própria entrada em vigor encontra-se já prejudicada, sugerindo-se que esta siga a regra geral de entrada em vigor no dia seguinte ao da publicação.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 17 de dezembro de 2009.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁹¹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁹².

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento intitulado "*Revisão do Regulamento Tarifário*"⁴⁹³, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No âmbito da discussão foi solicitado pelo CT e prestados pela ERSE esclarecimentos complementares escritos, em 22 de outubro de 2009⁴⁹⁴ e verbais, na reunião de 27 de outubro de 2009.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

GENERALIDADES

1. O Conselho Tarifário sublinha positivamente o esforço desenvolvido pela ERSE no sentido da apresentação da proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) previamente à apresentação da proposta de tarifas e preços para 2010, indo de encontro à solicitação do CT. Com efeito, a separação temporal dos dois processos tem a vantagem de separar este debate daquele que é desenvolvido no âmbito da proposta de tarifas e preços, conduzindo a uma maior capacidade de análise das revisões.
2. A proposta de revisão do RT apresentada pode ser dividida em duas grandes alterações, a saber:
 - a) Sustentabilidade do mercado regulado e do mercado liberalizado, tendo como objetivo, segundo a ERSE: "*permitir a coexistência equilibrada do mercado liberalizado e do mercado regulado e incide no aperfeiçoamento da metodologia de recuperação de desvios de custos de energia nos proveitos permitidos por forma a não provocar o desalinhamento entre os custos do mercado regulado e do mercado liberalizado*"⁴⁹⁵.
 - b) Aperfeiçoamento da convergência das tarifas das Regiões Autónomas.

A - ALTERAÇÕES RELATIVAS À SUSTENTABILIDADE DO MERCADO REGULADO E DO MERCADO LIBERALIZADO

1. Nos termos do artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, a regulação do setor elétrico constitui uma incumbência da ERSE, e, nessa medida, a fixação das tarifas representa uma função relevante a desempenhar pelo regulador.
2. O artigo 61.º do mencionado diploma regula os princípios que devem ser observados pelo regulador na fixação tarifária, os quais incluem a proteção dos clientes face à evolução das tarifas.
3. Esses princípios devem ser tidos em conta na definição do Regulamento Tarifário, cuja aprovação se compreende nas funções da ERSE (artigo 67.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto). Estas normas de competência colocam na esfera da ERSE a capacidade para decidir sobre os termos

⁴⁹¹ Conf artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁹² Conf artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁹³ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁴⁹⁴ Regulamento Tarifário conjugado o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴⁹⁵ Conf pág. 1 do documento.



do sistema tarifário aplicável e bem assim sobre medidas destinadas a promover a estabilidade tarifária.

4. Todavia, em situações excepcionais e no que respeita especificamente à estabilidade tarifária, deve ter-se em conta o regime especial que foi introduzido pelo Decreto-Lei n.º 165/2008, o qual veio estabelecer um procedimento próprio para a aprovação, de medidas sobre estabilidade tarifária no que respeita à repercussão tarifária dos ajustamentos positivos ou negativos referentes aos custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica pelo comercializador de último recurso e dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.
5. Esse procedimento tem lugar por iniciativa da ERSE, mediante a apresentação de uma proposta ao Ministro da Economia, ao qual cabe fixar, em despacho, os termos da repercussão tarifária dos tipos de ajustamentos e custos acima referidos, competindo à ERSE dar subsequente execução a essa decisão.
6. A competência da ERSE encontra-se submetida às normas especiais do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, e às regras gerais fixadas quer nos estatutos da ERSE quer nos diplomas que definem o enquadramento jurídico aplicável ao setor elétrico, devendo as primeiras prevalecer.
7. O CT entende que a proposta da ERSE não reflete, como deveria, esta hierarquia de normas.
8. Neste contexto, o CT recomenda a manutenção da redação do anterior RT, no que concerne à estabilidade tarifária, alargando-se o âmbito a outras medidas de sustentabilidade de mercados, não enquadradas no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto e criadas explicitamente pelo RT, sem prejuízo do CT considerar relativamente omissa quanto ao estabelecimento de critérios a adotar para efeitos da definição da sustentabilidade dos mercados.

B - ALTERAÇÕES RELATIVAS AO APERFEIÇOAMENTO DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. O Regulamento Tarifário em vigor considera a convergência tarifária gradual entre as tarifas das Regiões Autónomas e as tarifas de Portugal continental, assegurando, por um lado, a igualdade de preços médios praticados por grupo de clientes e, por outro lado, a convergência individual dos preços de cada região para os preços das tarifas aditivas (que resultam da soma dos preços das tarifas por atividade).
2. Com a alteração agora proposta a ERSE pretende promover a convergência tarifária entre os preços em vigor em cada Região Autónoma e os do Continente e posteriormente a convergência global para as tarifas aditivas.
3. O CT regista como positivo a aceleração do processo de convergência tarifária entre as tarifas de venda a clientes finais entre as Regiões Autónomas e o Continente.
4. Conhecendo a atual existência de divergência dos limiares de potência em BT/BTE/BTN importará brevemente harmonizar estes conceitos, pelo que o CT considera apropriado uma revisão regulamentar a este respeito.

CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 2 de novembro de 2009.



◆ Resposta da ERSE ◆

I. GENERALIDADE

O parecer do Conselho Tarifário aprova na generalidade a proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE, tanto no que respeita à sustentabilidade do mercado regulado e do mercado liberalizado, como ao aperfeiçoamento da convergência das tarifas das Regiões Autónomas.

A ERSE regista positivamente a resposta do Conselho Tarifário no que respeita à separação entre a apresentação da proposta de revisão do RT e a proposta de tarifas e preços para 2010.

II. ALTERAÇÕES RELATIVAS À SUSTENTABILIDADE DO MERCADO REGULADO E DO MERCADO LIBERALIZADO

A ERSE concorda com o Conselho Tarifário quando refere os princípios aplicáveis na fixação de tarifas: "Esses princípios devem ser tidos em conta na definição do Regulamento Tarifário...colocam na esfera da ERSE a capacidade para decidir sobre os termos do sistema tarifário aplicável e bem assim sobre medidas destinadas a promover a estabilidade tarifária."

Desta forma, tendo em conta a existência de desvios acentuados na componente de energia do comercializador de último recurso a refletir nos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica, e no sentido de evitar um desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado suficiente para prejudicar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, reconhecem-se na tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores desvios positivos ou negativos acentuados da tarifa de Energia.

Com esta metodologia, a ERSE confirma o seu entendimento relativamente à hierarquia da norma do disposto no Decreto-Lei n.º 165/08, de 21 de agosto, pois são processos com aplicações e objetivos distintos, como se observa:

- **Aplicação do Decreto-Lei n.º 165/08** – O objetivo é garantir a estabilidade tarifária, pondo à consideração do ministro competente a decisão de custos de política energética e/ou desvios significativos da compra e venda de energia do comercializador de último recurso não serem recuperados num só ano ou de utilizar desvios positivos para abater dívida.
- **Aplicação do Regulamento Tarifário** – O objetivo é procurar, sem prejuízo do referido no ponto anterior, a sustentabilidade dos mercados, garantindo que o nível de preços do comercializador de último recurso está em linha com o praticado pelos comercializadores no mercado livre.

III. ALTERAÇÕES RELATIVAS AO APERFEIÇOAMENTO DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A ERSE aceita e regista com agrado a concordância do Conselho Tarifário sobre esta matéria.

Tendo em consideração a sugestão do Conselho Tarifário de harmonizar os limiares de potência em BT/BTE/BTN, a ERSE em próxima revisão regulamentar submeterá a consulta pública proposta neste sentido.



◆ Alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico sobre regras de faturação transitórias◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento de Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁴⁹⁶.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "*emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁴⁹⁷.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário um documento intitulado "*Proposta de alteração ao regulamento tarifário do setor elétrico sobre regras de faturação transitórias aplicáveis nas situações em que os equipamentos de medição não correspondem às opções tarifárias dos clientes, em particular nos fornecimentos de BTN em tarifa bi-horária e ciclo diário com contagem inadequada aos novos períodos horários*"⁴⁹⁸, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias⁴⁹⁹.

Conjuntamente com a proposta de alteração ao RT foi remetido, para conhecimento e por pertinente, os seguintes documentos:

- a) Despacho n.º 09/2009, de 16 de junho, aprovado pela ERSE e entretanto publicado em *Diário da República*⁵⁰⁰ estabelecendo uma calendarização para a reparametrização dos contadores aos novos períodos horários.
- b) Proposta de alteração ao [Regulamento das Relações Comerciais](#), em consulta pública desde 08 de junho de 2009 ([Consulta Pública n.º 29](#)), estabelecendo, entre outras medidas, as regras a observar em caso de necessidade de adaptação dos procedimentos de medição na sequência de novas opções tarifárias ou alteração dos períodos horários.

Foram, ainda, solicitados pelo CT esclarecimentos adicionais relativamente à proposta os quais foram prestados pela ERSE por carta de 09 de julho de 2009.

Foi ainda, distribuído, pela EDP-Distribuição, na reunião de 10.07.2009, um documento intitulado "*Nota sobre a repercussão tarifária de serviços de reparametrização e novos equipamentos de medição no contexto do regime de proibição de consumos mínimos*", datado de 10.07.2009.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. As tarifas e preços regulados para a energia elétrica e outros serviços regulados são, ordinariamente, aprovados e publicados pela ERSE, em dezembro de cada ano, para vigorarem durante o ano seguinte, nos termos e com os fundamentos estabelecidos no [Regulamento Tarifário](#) do setor elétrico.
2. Assim a aplicação das tarifas e preços regulados é automática por parte das empresas reguladas, com exceção: a) das opções tarifárias que deverão ser requeridas pelos clientes aos comercializadores; b) de tarifas, preços e outros serviços regulados que expressamente se encontrem excecionados, ou com regras transitórias de aplicação, no despacho da ERSE.

⁴⁹⁶ Cf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁹⁷ Cf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁴⁹⁸ Doravante, abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁴⁹⁹ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵⁰⁰ Despacho n.º [14251/2009](#), de 24 de junho, DR, 2.ª série, n.º 120.



3. O Despacho n.º [59/2009](#)⁵⁰¹, que fixou as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011, definiu novos períodos horários de ciclo diário em Baixa Tensão Normal (BTN) a aplicar a partir do ano 2009.
4. Em concreto, esse despacho introduziu no ponto II.7.1. "REGRA TRANSITÓRIA DE APLICAÇÃO DO CICLO DIÁRIO QUANDO OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO NÃO ESTEJAM ADAPTADOS AO NOVO HORÁRIO DO CICLO DIÁRIO"
A alteração dos horários do ciclo diário no Continente e nas Regiões Autónomas com efeitos a partir de janeiro de 2009 obriga à adaptação dos equipamentos e sistemas de medição e de gestão comercial dos consumos, de modo a registar os consumos agregados nas novas matrizes horárias ou a agregar os consumos de acordo com essas matrizes.
Esta adaptação dos equipamentos de medição requererá, na generalidade das situações, deslocações ao local de consumo para efetuar a parametrização do equipamento. Assim, e enquanto o equipamento não tenha sido adaptado ao novo horário do ciclo de contagem, aplica-se o ciclo diário em vigor em 2008. Após a adaptação do equipamento de medição, o operador de rede deverá informar o cliente desse facto e dos novos horários aplicáveis ao seu caso".
5. O CT apoiou a alteração dos períodos horários o que, aliás, expressou transparentemente em pareceres que aprovou, em [7 de julho](#) e em [17 de novembro](#) de 2008.
6. O CT reitera a sua posição de apoio a medidas de eficiência energética e à utilização dos períodos horários enquanto instrumento indutor de comportamentos mais eficientes, desde que adequados à transmissão de sinais de preço eficientes.
7. No Despacho n.º 59/2009, a ERSE optou por, no tocante aos períodos horários a praticar para a tarifa bi-horária, não proceder a qualquer alteração no ciclo semanal - por razões que não esclareceu nos comentários ao parecer do CT -, e intervir apenas no ciclo diário, pela antecipação do horário de verão — que se situava entre as 23:00 e as 09:00 — para o mesmo horário do inverno — entre as 22:00 e as 08:00.
8. Este período horário é plenamente coincidente com o horário único, de verão e inverno, já praticado na Região Autónoma dos Açores, mas diverge do praticado na Região Autónoma da Madeira que, para a mesma opção, pratica um período horário único, verão e inverno, entre as 23:00 e as 09:00.
9. O CT, recomenda à ERSE não apenas a realização duma análise da adequação dos períodos horários à realidade atual, baseado no diagrama de cargas da RAM, no sentido de validar a continuidade da decisão tomada no último processo de fixação de tarifas bem como, ainda, a eventual criação do ciclo semanal nas Regiões.
10. No já mencionado despacho, a ERSE previu um "ciclo diário transitório para os clientes em BTN com equipamento de medição que não disponha de capacidade de adaptação aos novos período horários" não fixando qualquer tipo de plano de adaptação dos instrumentos de medida.
11. Onde, iniciada a hora legal de verão, os instrumentos de medida não reparametrizados ou substituídos mantiveram a contagem para a qual estavam programados, i.e., contabilizando como consumos em fora de vazio os que foram realizados entre as 22:00 e as 23:00 e como consumos em vazio os realizados entre as 08:00 e as 09:00.
12. A proposta apresentada pela ERSE ao CT, mas também o Despacho n.º 14251/2009 e pontualmente a proposta de alteração ao RRC visa, por um lado, corrigir esta situação compensando os consumidores que, por falta de reparametrização dos instrumentos de medida, terão aplicada a tarifa praticada para

⁵⁰¹ *Diário da República*; II Série, em 2 de janeiro.



as horas fora de vazio aos consumos realizados entre as 22:00 e as 23:00 e por outro, estabelecer uma calendarização que permita o ajustamento dos instrumentos de medição aos novos períodos horários.

13. Ao CT são apenas submetidos 3 pontos para apreciação e emissão de parecer:

- **A alteração do artigo 1.º do "Anexo — Disposições transitórias" ao Regulamento Tarifário** para que passe a ter a seguinte redação:

Artigo 1.º

Regras especiais aplicáveis quando os equipamentos de medição ou de controlo de potência se revelem inadequados à opção tarifária dos clientes finais

Nas situações em que os equipamentos de medição ou de controlo de potência se revelam inadequados à opção tarifária dos clientes finais serão aplicadas regras especiais a aprovar em norma complementar pela ERSE.

- **A regra de faturação de aplicação transitória, durante o ano de 2009 para os fornecimentos de baixa tensão normal em tarifa bi-horária ciclo diário** em que é proposto:

"Para os fornecimentos de baixa tensão normal em tarifa bi-horária ciclo diário, cujo contador ainda não tenha sido adaptado aos novos horários do ciclo diário, o consumo medido no período fora de vazio nos dias correspondentes à hora legal de verão deve ser descontado de 5,5% (arredondado ao kWh), para efeitos de aplicação das tarifas de acesso às redes ou das tarifas de venda a clientes finais, devendo ainda a quantidade descontada ser acrescentada ao consumo medido em período de vazio".

- **A regra especial de faturação a vigorar durante o ano de 2009 para os fornecimentos em MT nas Regiões Autónomas e em BTE com contagem tri-horária**, em que é proposto:

"Para os fornecimentos em MT nas Regiões Autónomas e em BTE com contagem tri-horária, cujo contador ainda não tenha sido adaptado para contagem tetra-horária, a determinação da medida separada da energia elétrica em horas de vazio normal e de super vazio, a partir da energia medida de vazio, é efetuada considerando uma repartição de 29% e 71%, respetivamente".

14. Relativamente a estas três propostas e tendo em conta toda a informação disponibilizada até à data, o CT pode apenas expressar a sua concordância com o princípio que está na sua base, mas não quanto aos valores propostos por falta de melhor fundamentação ou apresentação dos cálculos e fórmulas que lhe estão subjacentes.

15. Refira-se que a regra transitória proposta para os clientes de MT e BTE não será utilizada na RAA, atendendo a que o processo de adequação dos equipamentos de medida à nova opção tarifária tetra-horária e aos novos períodos horários já se encontra concluído.

16. Quanto à proposta de alteração do artigo 1.º do Anexo ao Regulamento Tarifário, o CT não tem nada a opor ao princípio subjacente à referida norma.

17. No entanto, chama a atenção da ERSE para que, na proposta de revisão do RRC⁵⁰², também enviada ao CT consta uma disposição semelhante (n.º 3 do artigo 127.º), eventualmente mais abrangente, uma vez que para além das situações relativas à opção tarifária contempla também os períodos horários inadequados. Também o Guia da Medição, Leitura e Disponibilização de Dados ([GMLDD](#)) contém regras a aplicar quando os equipamentos de medição sejam inadequados. O CT sugere, pois, que a ERSE garanta a compatibilização e evite a eventual redundância, destas disposições.

18. Na sequência desta alteração ao RT, a ERSE propõe, desde logo, regras transitórias para a BTN e para a MT (Regiões Autónomas) e para a BTE (Continente), nos casos em que os equipamentos de

⁵⁰² O prazo de discussão pública desta proposta findou a 7 de julho de 2009.



contagem não se encontrem adequados aos novos horários (BTN) e períodos horários (MT e BTE), introduzidos com o Despacho n.º 59/2009, de 2 de janeiro.

19. Quanto ao início da aplicação da regra transitória, o CT manifesta a sua preocupação quanto à sua exequibilidade no período da hora legal de verão uma vez que implicará alterações operacionais de alguma complexidade, designadamente informáticas, cuja realização, em tempo de ter reflexos antes da entrada em vigor da hora legal de inverno, se afigura difícil.
20. Por outro lado, a proposta da ERSE prevê a aplicação da regra transitória a partir de 1 de julho, o que é manifestamente impossível, ficando a percentagem de transferência de consumos dependente do início da sua aplicação.
21. Nestes termos, o CT propõe que a salvaguarda dos interesses económicos dos consumidores seja obtida pela aplicação, de uma só vez e passado o período de verão, mas ainda durante 2009, de um crédito correspondente à transferência, de fora de vazio para vazio, de 3% - 3,1%⁵⁰³ dos consumos realizados durante o período em que ocorreu o desajustamento da parametrização dos contadores em relação ao novo horário.
22. Por outro lado, o CT sugere prolongar o prazo previsto no Despacho n.º 14.251/2009 para o último fim-de-semana de março de 2010, uma vez que os contadores estão ajustados para o período de inverno.
23. O CT recomenda, finalmente, que a ERSE acompanhe a evolução da concretização destas disposições bem como das demais medidas decorrentes do Despacho n.º 14.251/2009.

CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 14 de julho de 2009.

⁵⁰³ Nota-se que no esclarecimento remetido em 09 de julho de 2009 é referido o valor de 3,1% enquanto na proposta a percentagem é de 3%, pelo que é de clarificar esta discrepância.



◆ Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁰⁴.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas, setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afinação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁰⁵.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, os documentos "*Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil*", "*Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT*" e "*Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT*"⁵⁰⁶, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias⁵⁰⁷.

Embora as propostas relativas a estes incentivos previstos no Regulamento Tarifário (RT) não estejam necessariamente interligadas, a coincidência temporal da sua receção pelo CT aconselha a emissão de um parecer conjunto sobre ambos.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I. - NOTA PRÉVIA

1. No seu [parecer](#) sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011", de 17 de novembro de 2008, o CT fizera notar, no n.º 6 do seu ponto 1: "6. *O Conselho não pode deixar de sublinhar, pela negativa, o facto da proposta não apresentar valores concretos para alguns parâmetros cujo conhecimento e publicação é exigível, remetendo a fixação dos mesmos para um momento posterior, não calendarizado, o que aponta para a necessidade de retroatividade destas fixações, a saber: (i) custos de referência a utilizar para cálculo da base remuneratória dos novos investimentos do transporte; (ii) taxa de remuneração a aplicar a estes investimentos; (iii) incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil; (iv) incentivo à disponibilidade da rede de transporte; (v) custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas.*"
2. Assim, as propostas agora analisadas pelo CT pretendem cumprir o previsto nos pontos (iii) e (iv) acima elencados. Tendo em atenção que o ponto (ii), daquele elenco, foi objeto do despacho da ERSE que procedeu à fixação de "*Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011*" o qual, aliás, não foi precedido de parecer ao CT, fica este Conselho na expectativa de receber oportunamente as propostas da ERSE correspondentes às matérias dos pontos (i) e (v), acima.
3. O Conselho Tarifário regista que o processo de desfasamento no tempo da fixação de parâmetros que deveriam ter sido apresentados com a proposta de parâmetros e tarifas suprarreferida, tem como consequência negativa uma perda da visão de conjunto necessária e pressuposto à emissão de pareceres por parte deste Conselho. Em aditamento, refira-se que o processo que tem sido seguido para a fixação dos parâmetros em falta i.e. fixação de forma autónoma e temporalmente espaçada,

⁵⁰⁴ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁰⁵ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁰⁶ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁵⁰⁷ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.



acentua a debilidade assinalada, reservando-se o CT a emitir novo parecer com base na visão global e recomendando que a ERSE futuramente evite este procedimento.

4. Do ponto de vista formal, o CT nota que relativamente ao "*Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT*" a ERSE apresentou a sua proposta com a designação de "Anexo" quando, nos termos do artigo 113.º do RT deveria tratar-se de subregulamentação. Pelo que deveria clarificar-se se se trata duma subregulamentação ou de um anexo a um despacho cujo texto não foi proposto.

II. - INCENTIVO À MANUTENÇÃO EM EXPLORAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA DE VIDA ÚTIL

1. O prolongamento em exploração do equipamento que excedeu a sua vida económica permite o diferimento do custo de aquisição de equipamento de substituição, o que representa um menor custo para as tarifas, na medida em que os correspondentes ativos líquidos atingiram um valor nulo, deixando, portanto, de ser objeto de remuneração e amortização.
2. Com base no cadastro do imobilizado da REN, a ERSE conclui existirem, no início de 2009, cerca de 177 milhões de euros, em linhas de transporte e cerca de 94 milhões de euros, em transformadores, que se encontram completamente amortizados, mas que estão ainda em exploração concluindo, ainda, que o protelamento da substituição destes equipamentos gera um benefício anual para as tarifas de cerca de 22 milhões de euros.
3. O CT regista que poderão existir outros equipamentos, ainda não identificados, na mesma circunstância de fim de vida útil.
4. Como incentivo à manutenção em exploração deste equipamento, é proposta uma progressividade do parâmetro "c" da fórmula regulamentar do mecanismo, ao longo dos três anos do período regulatório 2009-2011, que conduz a incentivos a receber pela REN, respetivamente de 1,9, 2,8 e 4,7 milhões de euros, o que representa: 8,5%, 12,8% e 21,3% do benefício tarifário gerado em cada um dos três anos do período. Uma vez que o incentivo de 2009 apenas será incluído nas tarifas de 2010, em conjunto com o incentivo deste último ano, a progressividade proposta pela ERSE é similar ao início do incentivo apenas em 2010.
5. O CT alerta a ERSE para o facto dos custos de operação e manutenção da rede de transporte estarem, agora, sujeitos a uma regulação por custo máximo, o que cria um incentivo adicional à substituição de equipamentos em fim de vida útil, normalmente com maiores custos de manutenção associados, pelo que o CT reconhece que a regulação por incentivos em que a ERSE está empenhada, apenas poderá ser efetiva, com sinais económicos conducentes às corretas decisões das empresas.
6. O CT entende que os "custos de investimento aceites para efeitos de regulação do equipamento i" devem ser calculados com base nos custos de referência, uma vez que estes sejam estabelecidos.
7. O CT concorda com a adoção da taxa de remuneração aplicada aos novos investimentos fixada para o período regulatório.
8. Sendo este incentivo novo no quadro da regulação, entende o CT que a ERSE deverá promover a sua monitorização no sentido de aferir do seu grau de concretização e adequação tendo em conta os fins pretendidos.
9. Finalmente, segundo a ERSE, a proposta encontra-se justificada por não só uma análise custo/benefício, mas também por similitude com o que é a prática da regulação espanhola sobre o mesmo assunto. Entende, contudo, o CT, que deveriam ser melhor desenvolvidos os critérios que estiveram na base da proposta de evolução do incentivo ao longo dos anos.



III. - MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

1. O RT prevê este incentivo no seu Artigo 113.º, remetendo a sua definição para subregulamentação. O artigo 77.º, do mesmo RT, prevê a sua inclusão nas tarifas *a posteriori*, com desfasamento de dois anos relativamente ao ano de ocorrência. A ERSE enviou ao CT, não só o documento justificativo da parametrização proposta, mas também uma proposta da subregulamentação prevista.
2. A ERSE propõe centrar o valor de referência da disponibilidade dos elementos da rede em 97,5%, valor que corresponde ao valor médio ocorrido entre os anos de 2004 a 2008, com uma banda de indiferença de $\pm 0,5\%$, acima da qual (98%) seria recebido um prémio de 1 M€ de euros por cada 1% de disponibilidade adicional, com um máximo de 1 M€ e abaixo da qual (97%) haveria uma penalidade simétrica.
3. Simulando o mecanismo proposto pela ERSE sobre os valores de disponibilidade ocorridos nos anos de 2004 a 2008 ocorreriam penalidades nos anos de 2004 e 2005 (respetivamente de 150 e 770 mil euros), prémios nos anos de 2006 e 2007 (respetivamente de 640 e 400 mil euros) e o ano de 2008 apresentar-se-ia neutro.
4. Considera, assim, a ERSE que os atuais níveis de disponibilidade da rede de transporte não merecem ser premiados e, portanto, o incentivo só é efetivo para níveis de disponibilidade superiores a 98 0/0.
5. O mecanismo similar espanhol caracteriza-se por: (i) ausência de banda neutra em torno da disponibilidade de referência, (ii) incentivo (penalidade) à razão de 1% dos custos com capital (amortização e remuneração da base de ativos), da atividade de transporte por cada 1% de disponibilidade acima (abaixo) da referência e (iii) incentivo e penalidade limitados à banda de $\pm 1\%$ dos custos com capital. A disponibilidade de referência do mecanismo espanhol foi fixada em 97%, o que permite a existência de incentivo não nulo acima desta referência.
6. Atentas as justificações apresentadas pela ERSE e a novidade do mecanismo proposto e, ainda, a necessidade de os incentivos comportarem sinais económicos efetivos para o desempenho das empresas reguladas, o CT considera que, face aos bons desempenhos que a REN tem apresentado, a banda de neutralidade fixada poderia ser objeto de reavaliação ou mesmo equacionar a sua eliminação.

IV - CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 09 de junho de 2009.



◆ Metodologia de cálculo do valor da caução ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁰⁸.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁰⁹.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Metodologia de cálculo do valor da caução*"⁵¹⁰ os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foi distribuído pela ERSE em 23/março/2009, e apreciado o seguinte documento complementar:

- Simulações de cálculo do valor da caução, em que são comparados os valores obtidos através da aplicação do Despacho n.º [2045-A/2006](#) e do projeto de despacho em apreciação no Conselho Tarifário.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. O CT constata que as alterações propostas à "*Metodologia de cálculo do valor da caução*" resultam da necessidade de adequação do regime sobre as cauções no âmbito dos serviços públicos essenciais, às novas regras sobre a periodicidade de faturação e prazo de pagamento estabelecidas na Lei n.º 12/2008, que se encontram revertidas no Regulamento de Relações Comerciais ([RRC](#)), conforme Despacho da ERSE n.º [15543/2008](#), de 4 de junho.
2. Ainda, de acordo com a proposta da ERSE, é pretendido o estabelecimento de uma metodologia de cálculo do valor da caução que permita, de forma fácil e transparente, a sua aplicação a qualquer que seja a periodicidade de faturação de energia elétrica que as partes possam acordar no respetivo contrato de fornecimento, situação igualmente estatuída no RRC em vigor.
3. Importa salientar ser entendimento do CT de que a nova metodologia de cálculo do valor da caução deve cumprir o princípio da neutralidade financeira relativamente ao regime atual de cálculo das cauções.
4. Considera ainda o CT que o estudo comparativo do valor da caução, calculado com base nas metodologias vigentes e proposta, deveria fazer parte integrante da proposta enviada para análise, permitindo deste modo ajuizar do cumprimento do princípio atrás referido.
5. Da análise do documento presente ao CT, bem como das simulações enviadas pela ERSE em 23/março/2009, o CT considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.
6. No entanto, tendo em conta que os valores de caução devem ser uniformes em cada um dos territórios (Continente, Açores, Madeira), sugere-se que no n.º 3 dos Artigos 2.º e 3.º, a expressão "*pelos comercializadores de último recurso*" seja substituída por "pelo comercializador de último recurso", tendo em conta as definições constantes do n.º 3 do Artigo 3.º do RRC.

⁵⁰⁸ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁰⁹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵¹⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



7. Assim, sem prejuízo da recomendação supramencionada, o Conselho Tarifário dá parecer favorável à proposta apresentada pela ERSE.

Aprovado em 25 de março de 2009

**◆ Resposta da ERSE ◆**

Relativamente às diferenças identificadas pelas empresas reguladas no cálculo das cauções, gostaríamos de esclarecer que estas resultam fundamentalmente da alteração do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) efetuada na sequência da publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro. Com efeito, na sequência da revisão efetuada, o n.º 1 do artigo 180.º do RRC passou a estabelecer que "O valor da caução deve corresponder aos valores médios de faturação, por cliente, opção tarifária e potência contratada, num período de consumo igual ao período de faturação acrescido do prazo de pagamento." Por sua vez, o prazo de pagamento das faturas dos clientes em BTN foi fixado em 10 dias úteis (14 dias de calendário), conforme estabelecido na Lei n.º 12/2008. Estas novas regras impuseram uma ligeira redução do período de consumo a considerar para efeitos de cálculo do valor da caução que se reflete no seu valor, conforme exemplificado no documento enviado ao Conselho Tarifário.

Informamos ainda que o Despacho aprovado pela ERSE foi alterado no sentido de dar acolhimento ao comentário n.º 6 do parecer do Conselho Tarifário. Desta forma, os parâmetros Hu e K aplicáveis em Portugal Continental serão os determinados pela EDP Serviço Universal, competindo a todos os comercializadores de último recurso proceder à sua publicitação.

Período regulatório
2006-2008



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|--|---|
| <i>Alfredo Rocha</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Armindo Vieira Santos</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Artur Trindade</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Delfim Loureiro</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: ACRM - Associação Portuguesa dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Joana Simões</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>Manuel Martins Moreira Carlos Botelho</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Manuela Moniz</i> | Representante dos clientes não vinculados de eletricidade |
| <i>Maria Cristina Portugal</i> | <i>Representante do Instituto do Consumidor (Presidente)</i> |
| <i>Raquel Santos Patrícia Gomes</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Vieira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵¹¹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵¹².

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁵¹³ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011"⁵¹⁴, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos e apreciados os seguintes documentos complementares:

1. Errata ao documento da proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011, enviado pela ERSE em 27 de outubro de 2008;
2. Cópias de dois estudos sobre custo de capital, datados de 18 de setembro de 2008, realizados pelo consultor NERA — *Economic Consulting* para a EDP Serviço Universal e para a EDP Distribuição e das cartas enviando os mesmos ao Presidente do Conselho de Administração da ERSE em 10 e 13 de outubro respetivamente, distribuído em 04 de novembro de 2008, pela EDP — Distribuição Energia SA;
3. "Caracterização da procura e da oferta de energia elétrica 2009-2013", distribuído pela EDA — Eletricidade dos Açores, S.A., em 06 de novembro de 2008;
4. "Retorno do capital investido", elaborado pelo consultor KPMG, distribuído pela Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A., em 11 de novembro de 2008.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A proposta remetida pela ERSE para análise do Conselho Tarifário tem reforçada importância na medida em que é a primeira proposta tarifária a ser apresentada, após:
 - (i) a profunda reestruturação do setor elétrico resultante dos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de agosto e da operacionalização do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), possibilitada pelo Decreto Lei 264/2007, de 24 de julho;

⁵¹¹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵¹² Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵¹³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵¹⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- (ii) a recente revisão do Regulamento Tarifário (**RT**), que introduziu significativas alterações designadamente no modo de regulação de algumas das empresas.
2. O Conselho regista positivamente o acolhimento de algumas das suas propostas por parte da ERSE, como é caso do estudo dos horários de ciclo diário, a efetiva extinção das tarifas em função do uso que existiam nas Regiões Autónomas⁵¹⁵. Considera, ainda, positivo ter sido publicada a subregulamentação do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro e aprovado o decreto-lei que enquadra o cálculo das rendas de concessão de BT, salientando com agrado ter resultado de proposta pela Associação Nacional de Municípios Portugueses.
 3. Contudo, verifica também que vários dos aspetos que, no seu entendimento⁵¹⁶, seria indispensável resolver antes da apresentação da presente proposta subsistirem, infelizmente, sem solução.
 4. Com efeito, sem prejuízo de eventuais desenvolvimentos na especialidade, o CT destaca que a proposta não foi precedida, como desejável, do seguinte⁵¹⁷.
 - a) Revisão da lei orgânica da ERSE e subsequente recomposição do CT face à nova organização do setor elétrico.

Esta não recomposição do CT tem como consequência que não tenham assento neste Conselho para discussão das tarifas, preços e parâmetros que os afetarão os comercializadores livres ou o comercializador de último recurso. Tal representação e contribuição seriam úteis, desejáveis e decorreria até da publicação da legislação acima citada que procedeu à reorganização do setor elétrico pelo que seria possível a recomposição mesmo sem a aguardada nova lei orgânica da ERSE;
 - b) Transposição da diretiva comunitária 2004/8/CEE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, em incumprimento desde 21 de fevereiro de 2006, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Diretiva 92/42/CEE promotora duma cogeração de elevada eficiência;
 - c) Concretização do estabelecido no acordo relativo ao MIBEL de 8 de março de 2007, nomeadamente quanto às tarifas de acesso, que só atualmente se encontram em consulta pública, à interruptibilidade ou à garantia de potência;
 - d) Redefinição da tarifa social cujo sobrecusto passa a integrar a tarifa UGS⁵¹⁸;
 - e) Estudos sobre:
 - impacte nas tarifas resultante do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro;
 - custos das atividades de comercialização de energia elétrica;
 - metodologia e determinação do custo de capital que agora veio a ser proposta;
 - comparação na UE15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE);
 5. O CT considera também que no documento final deve ser incluído um título autónomo com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, como anteriormente solicitado pelo Conselho.

⁵¹⁵ Cf. [parecer](#) do CT datado de 7 de julho de 2008.

⁵¹⁶ cf. [parecer](#) do CT de 15 de novembro de 2007.

⁵¹⁷ cf. [parecer](#) do CT de 15 de novembro de 2007.

⁵¹⁸ cf. [parecer](#) do CT de 7 julho de 2008.



6. O Conselho não pode deixar de sublinhar, pela negativa, o facto de a proposta não apresentar valores concretos para alguns parâmetros- cujo conhecimento e publicação é exigível, remetendo a fixação dos mesmos para um momento posterior, não calendarizado, o que aponta para a necessidade de retroatividade destas fixações, a saber:
 - (i) custos de referência a utilizar para cálculo da base remuneratória dos novos investimentos do transporte;
 - (ii) taxa de remuneração a aplicar a estes investimentos;
 - (iii) incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil;
 - (iv) incentivo à disponibilidade da rede de transporte;
 - (v) custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas.
7. O CT nota, ainda, que a ERSE aproveita a discussão do presente documento para nele incluir uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário, que justifica com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, bem como das retificações necessárias. O CT entende que as propostas de alteração ao RT devem seguir o procedimento previsto para este tipo de alterações, razão pela qual emite o seu parecer em separado.
8. A ERSE incluiu no documento "*Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009*" alguma informação sobre a execução do PPDA aceitando, dum maneira geral, que medidas orçamentadas e não executadas num dado ano, transitem para o ano seguinte. O CT sugere que, no futuro, seja melhor desenvolvida a informação sobre a execução e justificada a reafecção das verbas.

I/A - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

1. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que se gerem desvios a recuperar mais tarde, com juros.
2. O CT tem dúvidas quanto ao realismo de alguns dos pressupostos que a ERSE assume na proposta os quais, na atual conturbada realidade económica e social, se poderão revelar desfasados, como poderá ser o caso dos valores assumidos para as estimativas de crescimento dos consumos.
3. Também o CT sugere, na linha do já referido anteriormente⁵¹⁹, que a ERSE pondere a oportunidade de introdução de mecanismos de correção ao consumo de energia decorrentes, entre outros, da influência de medidas de carácter ambiental e de promoção de eficiência energética.

I/B - AVOLUMAR DO DÉFICE TARIFÁRIO

1. O CT sublinhou oportunamente a sua preocupação com o avolumar do défice tarifário, designadamente questionando as causas do défice e sobre o destino dado ao remanescente das verbas pagas e já repercutidas nas de 2008 e 2009 (ao abrigo da transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores e respetivo alargamento do prazo de concessão, o total das verbas terá ascendido a 759 milhões de Euros e o prazo de concessão estendeu-se ao ano de 2047).
2. A presente proposta evidencia um muito significativo défice e não perspectiva para o triénio a sua evolução, mas tão só o diferimento do seu pagamento, no futuro, com os encargos daí decorrentes a pagar pelos consumidores.

⁵¹⁹ Cf. parecer de [14 de março de 2008](#).



3. O CT não pode deixar de reconhecer que a estabilidade tarifária introduzida com Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, evita a repercussão imediata dos custos do sistema elétrico nacional nas tarifas em 2009, mas continua a alertar⁵²⁰ para que o sistema está e continuará deficitário, tendo passado de 350 milhões de Euros em 2007 para os agora identificados 2.013,576 milhões de Euros. Este valor, se fosse pago integralmente em 2009 representaria uma dívida de cada consumidor de 336€.
4. Constatando que o défice tarifário representa, em 2009, cerca de 25% do total dos proveitos permitidos, o CT considera pertinente a elaboração dum mapa anual onde conste os montantes anuais pelas dívidas em carteira a pagar, de forma a ilustrar a rigidez imposta à fixação das TVCF para o futuro.
5. O Conselho está ciente que o défice tarifário está essencialmente associado aos custos de aquisição de energia. Não obstante, incentiva a ERSE a aprofundar o debate sobre as causas do défice do sistema elétrico nacional e a contribuir para a procura de soluções.

II

ESPECIALIDADE

II/A - CUSTO DE CAPITAL

1. O CT salienta a importância da determinação do parâmetro "custo de capital" no processo regulatório em apreciação. A sua fixação deve permitir atrair os capitais necessários ao financiamento das atividades das empresas, determinando, ainda, a taxa de remuneração dos ativos das reguladas, em condições de adequado nível de qualidade de serviço.
2. A abordagem da ERSE baseia-se no cálculo de um custo médio ponderado do capital (*weighed average cost of capital* - WACC) determinado a partir, entre outros, de um custo de capital do negócio da empresa (a partir de um beta desalavancado obtido por aplicação do modelo *capital asset pricing model* - CAPM). Esta abordagem está em linha com as práticas seguidas internacionalmente. .
3. No modelo de regulação por "rate of return" - o adotado na EDP Distribuição e na REN - os reguladores fixam a taxa de remuneração de forma a que as empresas auferam o respetivo WACC. O CT concorda com a opção da ERSE, dado que o risco regulatório é um risco específico da empresa, irrelevante para um investidor com uma carteira perfeitamente diversificada, não tendo, portanto, qualquer papel no modelo CAPM, ou seja, não contribuindo para o risco sistemático da empresa.
4. A ERSE sustenta as suas opções de trabalho em grande volume de pesquisa, por vezes de discutível aplicação, e apresenta sequencialmente os seus resultados, o que torna a fixação final deste parâmetro altamente sensível.
5. Assim, o CT elenca um conjunto restrito de pontos de reflexão sobre a metodologia utilizada pela ERSE.
 - a. Nesta proposta, reduz-se o risco de taxas de juro das empresas reguladas ao indexar-se a respetiva remuneração numa base anual. Por isso, sob o prisma estritamente financeiro, o ativo sem risco que melhor se adequa ao risco de taxas de juro das entidades reguladas — agora substancialmente reduzido — será a de um ativo sem risco de curto prazo, pelo que o CT questiona a adoção da OT a 10 anos.
 - Para determinar o beta do capital próprio, a ERSE opta por estimar o beta da EDP com base no índice português PSI-20, sendo que:

⁵²⁰ Cf. parecer de 15 novembro de 2007.



- O mercado relevante para os investidores na EDP o mercado Europeu, o CT sugere testar a estimativa do beta utilizando um índice de mercado de capitais europeu (Eurostoxx ou outro);
 - O beta do capital próprio da EDP, medido a partir do PSI-20, sobrestima o risco sistemático dos investidores, dado que a EDP representa 16,37% do próprio índice.
- b. Na determinação do beta do ativo da EDP Distribuição, o CT questiona a definição do risco associada a cada uma das atividades, como "o desvio-padrão das rendibilidades operacionais do ativo associadas às principais atividades", uma vez que
- O beta pretende medir o risco sistemático da desvio-padrão de uma rendibilidade operacional risco total e não o respetivo risco sistemático.
 - O elevado desvio-padrão da rendibilidade da EDP Distribuição pode dever-se aos anos em que são usados dados no normativo IFRS (*International Financial Reporting Standards*)⁵²¹, nos quais os défices tarifários não são contabilizados como proveitos. Assim, ao tratar como perda e fonte de instabilidade os desvios tarifários cujo recebimento se encontra garantido pelas tarifas futuras, o risco da EDP Distribuição está sobrestimado.
6. O CT considera que os boletins de análise dos bancos de investimento que se debruçam sobre a determinação do WACC para as empresas reguladas, não podem deixar de constituir uma fonte a considerar no difícil exercício em curso⁵²².
7. Para a atividade regulada da EDP Distribuição e da REN, a ERSE propõe a determinação do custo de capital, para os anos de 2010 e 2011, acrescida de uma margem fixa de 400 pontos base e de 300 pontos base, respetivamente, situação que o CT não considera suficientemente justificada.
8. A ERSE também propõe aplicar ao findo de maneio da EDP SU a mesma remuneração que o custo de capital determinado para a EDP Distribuição. No entender do CT, a opção de remunerar à taxa WACC uma necessidade de financiamento de capital alheio de curto prazo, não se encontra de todo justificada.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. Num modelo de regulação por incentivos, o CT considera essencial que os proveitos permitidos incorporem incentivos de eficiência baseados em metas exequíveis e alcançáveis pelas empresas reguladas.
2. Este modelo deve incentivar as empresas a aumentar a eficiência e estimular ganhos de produtividade, e caso ocorra uma evolução de custos inferior ao previsto, ser permitido, assim, que retenham parte dos ganhos, sem prejuízo do fornecimento do serviço com a qualidade adequada e exigida.
3. Importa, assim, conhecer a margem de decisão efetivamente à disposição da empresa na procura de maior eficiência, culminando na elaboração de planos de eficiência para cada uma das atividades das empresas, que possam ser implementados gradual e progressivamente.
4. Deve evitar-se a ocorrência de significativas diferenças entre os custos regulatórios e os custos das empresas, com reflexo em rentabilidades reais inferiores à taxa de remuneração definida pela ERSE, comprometendo assim o necessário equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

⁵²¹ Ver figura 4-1, pág. 36, e fig. 4.2 pág. 37 do documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011".

⁵²² A título meramente exemplificativo, em março de 2008, o Banco BCP (acionista relevante da EDP), avaliou a EDP Distribuição com base num WACC de 5,35% (7,3% antes de impostos).



5. O risco de uma regulação por incentivos muito agressiva é o da sua descredibilização caso a empresa regulada passe a suportar sucessivas perdas e não seja expectável que a sua atividade possa cessar.
6. Uma diferença entre a base de custos regulatória e a das empresas pode indiciar:
 - a. uma base de custos controláveis demasiado exigente e inatingível por empresa regulada;
 - b. que a Empresa não fez realmente o esforço de redução possível;
 - c. que a base de custos proposta pela Empresa se encontra empolada.

II/B 1. - EDA E EEM

1. A ERSE decidiu aplicar no próximo período regulatório, uma regulação por *price cap*, às atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica, das empresas reguladas das RA, mantendo uma regulação por custos aceites, acrescida da remuneração do imobilizado, para a atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema.
2. A ERSE exige à EEM e EDA uma eficiência na ordem dos 10% sobre os custos controláveis (líquidos de prestação de serviços e, no caso da EEM, excluindo os direitos de passagem), o que representa um significativo agravamento da diferença entre os custos reais da empresa e os custos regulados.
3. Relativamente às atividades de DEE e CEE, refira-se que a base de custos para o próximo período regulatório, com início em 2009, foi construída em função dos custos aceites pela ERSE até 2008 (neste caso uma projeção), existindo também um diferencial relevante entre as bases de custos real das empresas e as bases de custos regulatória.

II/B 2. - REN

1. É também proposto, pela primeira vez, para a REN um novo sistema de regulação baseado em *revenue cap*, ao qual é aplicado uma redução anual como incentivo à eficiência.
2. Os custos de Operação e Manutenção (OPEX) da rede de transporte surgem, pela primeira vez, regulados por mecanismos de incentivos por aplicação do novo RT sendo que, até ao início da sua aplicação em 2009, esta atividade é regulada por "custos aceites". Não obstante, o ponto de partida de 2009 baseia-se num ano 2008 ficcionado que se situa 10% abaixo do correspondente valor incluído nas tarifas 2008.
3. Independentemente das justificações apresentadas, os objetivos traçados na proposta de custos de Operação e Manutenção (O&M) da atividade de transporte de energia elétrica - de 10% de redução num único ano (relativamente projeções da empresa para 2009), seguido de ganhos unitários anuais de 3% - justificariam, por parte do regulador, maior e mais claro desenvolvimento quanto à sua adoção, nomeadamente pelo expectável aumento do OPEX resultante do aumento da rede.

II/B 3. - EDP

1. A EDP Distribuição já é submetida à regulação por incentivos desde 1999. Na definição da base de custos regulatória da EDP Distribuição para o 1.º ano do período regulatório 2009-2011, a ERSE utilizou a base de custos real da empresa no ano de 2006, líquida de situações extraordinárias, à qual aplicou o fator de eficiência imposto para o período regulatório em curso (de 6,8%, tanto para 2007 como para 2008) e ainda 3,5% para 2009.
2. De referir, ainda, que a extrapolação da base de custos de 2006 para os anos de 2009 a 2011 não capta os efeitos entretanto ocorridos com a criação da EDP Serviço Universal como empresa autónoma, por imposição do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.
3. Existe um *gap* persistente no caso das atividades do grupo EDP tendo-se, por iniciativa da ERSE, assistido em 2006, na atividade de distribuição, a uma revisão em alta da base de custos controláveis



de forma a considerar os valores apresentados pela empresa, aos quais foi aplicado, novamente, um fator de ganhos de eficiência, o que equivale, em 2009, a um *gap* equivalente a 23% da base de custos controláveis.

4. Na definição da base de custos regulatória da EDP Serviço Universal para o 1.º ano do período regulatório 2009-2011, a ERSE utiliza como referência o custo unitário por consumidor aceite nas tarifas de 2008, que por sua vez deriva da base de custos definida pela ERSE em 2001, ao qual aplica um fator de eficiência. Em resultado, verifica-se um *gap* que equivale a 20% da base de custos controláveis.
5. O CT tem referido nos três últimos pareceres sobre tarifas e preços, que a ERSE não tem apresentado qualquer estudo que permita aferir e analisar os custos da atividade de comercialização.
6. Na determinação das componentes fixa e variável dos proveitos permitidos da EDP-SU é importante identificar corretamente os custos fixos. A este propósito importa clarificar a justificação da repartição 20/80 (fixa/variável).

II/B 4. - Notas finais sobre proveitos permitidos

16. Face à continuada divergência na base de custos da EDP Distribuição e atenta a aplicação desta mesma forma de regulação a novas empresas, o CT considera, não estar perante a melhor prática regulatória, sendo preferível a procura de uma maior consistência estrutural na fixação dos parâmetros.
17. O CT relembra, ainda, que tem solicitado à ERSE a elaboração de um capítulo específico sobre as consequências da regulação na rentabilidade das empresas reguladas, com o objetivo de avaliar a exequibilidade definidas.

II/C - REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

1. Para além dos fatores diretamente relacionados com a definição dos proveitos permitidos e a sua origem, o CT considera oportuno referir outra dimensão regulação a ter em conta.
2. Em alguns aspetos, os mecanismos de regulação adotados pela ERSE começam a assemelhar-se a uma micro-gestão das atividades reguladas, sempre que se coloca a questão de validar custos.
3. Sem negar a pertinência destas intervenções, o exercício generalizado de micro-gestão das entidades reguladas, pode traduzir-se numa menor pró-atividade destas na procura de maior eficiência, já que rapidamente se toma tentador só realizar ações/incorrer em custos que sejam (ou haja a forte conjectura de que sejam) aceites pela entidade reguladora, podendo igualmente ser desresponsabilizador da ausência de realização.
4. O CT considera assim que interessa proceder à reflexão sobre se esta será a prática regulatória apropriada,

II/D - MERCADO LIVRE

1. As tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) reguladas têm sido fixadas em valores inferiores aos respetivos custos, o que originou:
 - a. O regresso maciço dos consumidores ao comercializador de último recurso, de que é indicador o peso do mercado livre em percentagem do consumo nacional:
 - 2007: 11,7%
 - 2008: 2,7%;
 - b. Défices tarifários, suportados pelas empresas reguladas, que os consumidores terão de pagar onerados dos correspondentes juros.



2. Salienta-se, contudo, que grande parte do crescimento do défice tarifário tem origem em desvios de energia de anos anteriores os quais se fossem introduzidos nos custos de energia de 2009, impossibilitariam o equilíbrio entre as tarifas de energia do CUR e as dos comercializadores livres.
3. Com a fixação do preço de referência em 70€/MWh em 2009 é expetativa da ERSE que o peso do mercado livre cresça para 9, 1%.
4. O CT lembra que a implementação de uma concorrência efetiva do lado da oferta é não só um imperativo comunitário, mas também desejável - pois perspetiva a redução dos preços e aumento da oferta dos serviços praticados pelos comercializadores - pelo que incentiva a ERSE ao desenvolvimento das medidas regulatórias facilitadoras desta real concorrência.

II/E - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A garantia da qualidade de serviço no transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica constitui elemento nuclear de uma justa e adequada regulação.
2. Nesse sentido e reconhecendo que o objetivo da melhoria da qualidade de serviço deve ser tido em conta no processo de fixação de tarifas e preços da energia elétrica, o CT sinaliza como aspeto positivo a apresentação pela ERSE do "*Relatório da Qualidade de Serviço 2007, Transporte, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica em Portugal*".
3. De uma análise ao *Relatório da Qualidade de Serviço* a que se refere o ponto que antecede, é possível concluir no seguinte sentido:
 - a) Verifica-se o cumprimento pelo operador da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte dos padrões gerais de qualidade definidos no RQS, constatando-se uma melhoria dos valores para os vários indicadores, face a 2006;
 - b) A EDP Distribuição respeitou todos os valores padrão associados com indicadores gerais de continuidade de serviço tendo registado uma melhoria face a 2006;
 - c) No que tange à qualidade de serviço comercial, todos os operadores cumpriram a totalidade dos padrões de indicadores gerais aplicáveis;
 - d) A EDA cumpriu a totalidade dos padrões de indicadores gerais de qualidade, o que representa uma evolução positiva face ao ano anterior;
 - e) No ano em que se iniciou a aplicação do RQS na Região Autónoma da Madeira, a EEM cumpriu os padrões de indicadores relativos à requisição e ligações às redes e ao atendimento presencial, ficando por cumprir os relativos ao atendimento telefónico e leitura de contadores;
 - f) Regista-se negativamente o facto de nove dos dez distribuidores exclusivamente em BT não apresentarem informação relativa a qualidade técnica do serviço em 2007.
4. O CT salienta que a avaliação do nível de satisfação dos consumidores tem vindo a ser feita, sobretudo, com base na informação disponibilizada pelas empresas reguladas. O RQS de Portugal Continental prevê que a ERSE faça estudos/inquéritos de avaliação da satisfação dos consumidores.
5. Assim, o CT reafirma as suas anteriores posições no que tange à necessidade de as empresas reguladas continuarem a assumir a melhoria da qualidade de serviço como elemento central da atividade de transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica.
6. O CT sublinha, também, a importância da realização pela ERSE dos inquéritos sobre o nível de satisfação dos consumidores, de modo a poder dispor de um instrumento essencial para avaliar, de forma independente, a qualidade de serviço.



II/F - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os preços dos serviços associados à distribuição e comercialização de energia elétrica (v.g. preço da leitura extraordinária, a quantia mínima a pagar em caso de mora e o preço dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica).
2. O CT constata que a proposta da ERSE atualiza os preços com base no índice de preços implícito no consumo privado, exceto em três serviços que apresentam uma variação superior.
3. O CT considera que, duma maneira geral, as propostas da ERSE devem explicitar de forma inequívoca quer a aceitação, quer a não-aceitação das variações de preços de serviços propostas pelas empresas reguladas, o que nem sempre tem sucedido no passado, evitando correções dos valores em vigor que gerem variações abruptas de preços, quando não devidamente justificadas.

II/G - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. O CT tem vindo recorrentemente a manifestar preocupação no que concerne aos denominados Custos de Interesse Económico Geral que são repercutidos nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia elétrica.
2. O CT destaca que a instabilidade permanente dos denominados CIEG com a inclusão de novos custos, não permite a comparação efetiva da sua evolução anual.
3. Com exceção do projeto de decreto-lei já aprovado em Conselho de Ministros em 9 de outubro de 2008 que, de acordo com o referido na proposta da ERSE, se traduzirá numa redução das Rendas dos Municípios em 6%, quando comparado com 2008, o CT constata que não foi desenvolvida mais legislação que controle, reduzindo ou no mínimo mantendo *flat*, os custos mais relevantes dos CIEG.
4. De acordo com os valores constantes da proposta em análise, constata-se que a redução em 77% destes custos resulta do diferimento do sobrecusto dos PRE em 2009, da devolução à tarifa do diferencial de sobrecusto de 2008 e da aplicação de 50M€ referentes à verba paga pelos produtores relativa aos direitos de utilização do domínio hídrico.
5. Finalmente, o CT congratula-se com a obrigação dos comercializadores informarem anualmente os seus clientes sobre os CEG incluídos nos preços de energia constar do atual Regulamento das Relações Comerciais (art. 186.º do [RRC](#)).

II/G 1. - PRE-NFER (cogeração)

1. A alteração legislativa de 2002 permitiu que a energia produzida por meio de cogeração fosse na totalidade vendida à rede (e não apenas o excedente) a um preço muito superior àquele a que era adquirida. Com efeito, o CT releva que:
 - Na sua grande maioria, a energia produzida em cogeração não é uma energia renovável;
 - A energia produzida em cogeração tem um preço médio superior ao da energia renovável (108,6€/MWh vs 97,85€/MWh)
 - Para 2009 a energia produzida em cogeração representa sobrecusto global de 32% do sobrecusto total da produção em regime especial (142.939M€ vs 447.469M€), o qual é pago por todos os consumidores de energia elétrica;
 - Na prática, o atual sistema constitui uma subsídio injustificável, pelos consumidores de energia elétrica à cogeração, o que se considera inaceitável.
2. O CT destaca a evolução do preço médio de aquisição de energia elétrica à produção em regime especial nos anos de 2007 a 2009:



| | Tarifas 2007 | | Tarifas 2008 | | Proposta Tarifária 2009 | |
|---|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | GWh | P.MÉD.AQUIL | GWh | P.MÉD.AQUIL | GWh | P.MÉD.AQUIL |
| | | €/MWh | | €/MWh | | €/MWh |
| Total da Produção em regime especial | 11.453 | 94,57 | 13.165 | 96,65 | 14.540 | 100,58 |
| PRE enquadrada no Dec.Lei n.º 90/2006 | 6.454 | 91,59 | 7.745 | 93,98 | 10.856 | 97,85 |
| PRE não enquadrada no Dec.Lei n.º 90/2006 (Cogeração) | 4.999 | 98,42 | 5.420 | 100,7 | 3.684 | 108,6 |

3. O CT recomenda, mais uma vez, à ERSE que:
 - a. Proponha às entidades competentes que seja efetuada a transposição da Diretiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro de 2004, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Diretiva 92/42/CEE. Destaca-se que o Estado Português se encontra em incumprimento relativamente a esta transposição desde 21/02/2006, o que, a ter sido efetuada já teria produzido efeitos na fixação de tarifas desde 2006;
 - b. Solicite à DGEG os resultados das auditorias energéticas, que atestem o estrito cumprimento do rendimento global efetivo da instalação de cogeração dar conhecimento das mesmas ao CT;
 - c. Realize um estudo comparativo, a nível da UE15, do sistema aplicáveis aos Produtores em Regime Especial (PRE).

II/G 2. - TARIFA SOCIAL

1. Os critérios de atribuição da tarifa social não sofreram a fundamental definição legislativa e regulamentar recomendada pelo CT na última revisão do RT, de forma a sustentar a sua inserção como um sobrecusto de natureza económico-social, devendo por esse facto ter um tratamento análogo aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.
2. Reitera o CT que a ERSE deverá promover o envolvimento e intervenção das entidades competentes (v.g. Segurança Social, Defesa do Consumidor e outros organismos públicos) para a definição dos conceitos e também para a operacionalização dos procedimentos subsequentes, para que os sobrecustos inerentes à tarifa social (cujo universo de utentes, hoje, é de 3.800), suportados por todos os consumidores por via da sua inclusão na UGS, atendam:
 - a) aos conceitos de cliente vulnerável e das condições de acesso à tarifa social;
 - b) aos concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenção da tarifa de energia e potência, isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo).

II/H - NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS

II/H 1. - Tarifas tetra-horárias

1. Do que se encontra previsto na proposta, conjugado com o estabelecido no RT e no RRC, parece concluir-se que os clientes cujo contador apenas permita 3 períodos horários mantêm a tarifa tri-horária até que solicitem a substituição do contador enquanto que, naqueles cujo contador permita 4 períodos horários o operador de rede deve proceder, sem solicitação do cliente, à sua adequada parametrização e passarão a ter a tarifa tetra-horária.
2. Como estabelecido, a diferença entre aquelas duas tarifas reside apenas no facto de na tarifa tetra-horária o preço da energia no supervazio ser inferior ao do restante período de vazio. Assim, esta tarifa é de razoável interesse económico nos consumidores cuja atividade se prolongue por todos o período noturno que, neste segmento de clientes, serão certamente em número reduzido.



3. No entanto, todos estes clientes terão interesse na tarifa tetra-horária, dado que qualquer consumo, por mais reduzido, que tenham no super vazio será pago a preço inferior, traduzindo-se na redução da sua fatura de energia elétrica.
4. Assim, no Continente (tarifa BTE), para além dos contadores em telecontagem e serão reparametrizáveis (cerca de 1.200) os restantes, cerca de 27.000, terão de ser substituídos, senão de imediato, pelo menos a curto prazo. Já no tocante às Regiões Autónomas será necessário reprogramar cerca de 830 contadores na RAA e 1.120 na RAM. Pelo que o CT recomenda à ERSE que estabeleça claramente as condições e prazos em que tal deverá ser feito.
5. Em alternativa à solução proposta, e de forma a evitar, na medida do possível, uma substituição maciça de contadores em BTE, o CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de ser criada uma situação transitória em que os consumos em vazio serão distribuídos pelos períodos de vazio normal e de super vazio, com aplicação imediata da tarifa tetra-horária, tal como já foi adotado na MT. Igualmente, recomenda que a ERSE pondere a aplicação de um regime transitório aos contadores que carecem de reprogramação.

II/H 2. - Tarifa BTN tri-horária

1. Contrariando várias opiniões expressas, tanto pelo CT como durante a discussão pública das alterações aos regulamentos, a ERSE avançou com a criação da tarifa tri-horária na BTN, praticamente para os clientes domésticos.
2. O CT reforça a referência, já anteriormente, feita de que a adesão a esta opção tarifária por parte dos clientes implica um risco considerável dada a necessidade de evitar que consumos elevados sejam feitos durante o período de ponta em que o preço passa para valores significativamente superior⁵²³.
3. Por isso, sublinha-se a necessidade de serem criados mecanismos destinados a uma correta e mais ampla informação dos consumidores, no que se refere aos efeitos advenientes das suas opções tarifárias.

II/I - NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

II/I 1. - Ciclo diário

1. Dando seguimento a uma sugestão do CT, a ERSE procedeu a um estudo dos horários de ciclo diário.
2. Refira-se que o horário de ciclo diário foi criado de forma a poder ser praticado por contadores eletromecânicos, razão pela qual as horas de mudança de período tarifário se encontram, entre verão e inverno, desfasadas de 1 hora e, ainda, pela qual a referida mudança coincide com a mudança da hora legal.
3. Ao contrário, os horários de ciclo semanal necessitam, para serem praticados, de contadores eletrónicos ou de contadores eletromecânicos com comando horário eletrónico (ditos contadores híbridos).
4. A ERSE, na sua proposta, não considera a referida restrição, propondo que o ciclo diário passe a ter a mesma hora de mudança de período tarifário no verão e no inverno.
5. No parque de contadores existente no Continente ainda existem muitos contadores que não permitem a implementação do horário proposto.

⁵²³ Vide de acordo com a proposta, para o Continente, os valores seriam de 0,1198€ (cheias) ou 0,0663€ (vazio) para 0,1357€.



6. Certamente reconhecendo esta situação, a ERSE refere que a alteração dos períodos horários implica custos e tempo, dependendo dos sistemas de medição instalados nos clientes, implicando a deslocação de um técnico e nalguns casos a substituição do contador⁵²⁴.
7. Trata-se, pois, de mais custos a suportar pelos operadores de rede sem que recebam a justa recuperação e remuneração.
8. Uma solução seria a de, tendo em conta os clientes com tarifa bi-horária de BTN, passar o início do vazio no inverno para as 21h e no verão para as 22h, ou em alternativa 21h30 no inverno e 22h30 no verão, mantendo o período de vazio a duração diária de 10 horas.
9. O CT nota a necessidade em clarificar que até à reparametrização dos contadores de acordo com os novos horários se praticarão os horários atualmente em vigor.
10. Já quanto aos clientes NT, uma vez que a ERSE prevê a extinção do ciclo diário, poderia ser mantido o horário atual, evitando-se a necessidade dos clientes se ajustarem a um horário e posteriormente a outro. Refira-se, ainda, que a reparametrização destes contadores é feita à distância, mas necessitará, só de mão de obra, cerca de 5.000h/homem.

II/I 2. - Ciclo semanal

1. A ERSE refere que o horário de ciclo semanal de BT, em Portugal continental, foi atualizado em 2005, o que, aparentemente, justifica o facto de não ser feito agora qualquer estudo ou proposta de alteração deste horário. O CT admite que um alargamento do período de vazio para os sábados de manhã, poderia constituir um incentivo à utilização deste tipo de tarifa por parte dos consumidores.
2. Por outro lado, a ERSE indica que o ciclo de contagem diário, nos clientes MT, AT e MAT, deve ser progressivamente substituído pelo semanal e manifesta a pretensão de discutir esta matéria num processo de consulta pública de alteração do RT tendo em vista a sua extinção nestes clientes.
3. O CT sugere que, no âmbito desse processo, deverá ser analisada a eventual extinção do horário de ciclo semanal optativo, na medida em que já não se verificam as circunstâncias que levaram à sua criação e que o mesmo não será, certamente, adequado à transmissão de sinais preço eficientes.

II/J - EFEITOS DA APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008

II/J 1. - Contadores

1. A ERSE não remunera os ativos relativos aos contadores, bem como não considera as respetivas amortizações como custos do sistema, respetivo encargo, tanto no que se refere aos atuais contadores como aos que haja necessidade de instalar, no futuro, a ser suportado exclusivamente pelos operadores de rede, o que dificulta o desenvolvimento de novos e mais eficazes métodos de contagem⁵²⁵.
2. Acresce que, conjugando com disposições já introduzidas no RT, a ERSE vem introduzir soluções, quer de opções tarifárias, quer de horários, que levarão à necessidade de substituição de um número considerável de contadores.
3. O CT manifesta a sua preocupação quanto às consequências futuras no desenvolvimento de novos e mais eficazes métodos de contagem.

⁵²⁴ Cerca de 5,3M€ para substituição de 2,3 M€ para reparametrização, segundo a EDP Distribuição.

⁵²⁵ Cf. [parecer](#) do CT de 7 de julho de 2008.

**II/J 2. - Periodicidade de faturação**

1. A ERSE estabeleceu uma metodologia que passou pelo envio pela EDP Serviço Universal a todos os clientes do Continente com faturação diferente de mensal, de uma comunicação em que se informava da possibilidade de passagem para mensal.
2. Assim, a ERSE veio a considerar na proposta, e de acordo com as previsões da EDP Serviço Universal, que 20% dos clientes aderiam à faturação mensal, tendo considerado o respetivo acréscimo de custos (faturação, expedição, cobrança) nos proveitos permitidos daquela empresa.
3. No entanto, e no que se refere à campanha de divulgação da nova opção de periodicidade de faturação nada foi considerado (cerca de 1,1M€), embora se considere que lhe deveria ser dado um tratamento retroativo semelhante ao dos contadores (ou seja, considerar em 2009 um custo efetivamente incorrido em 2008, por imposição legal).

II/J 3. - Periodicidade de leituras e outros custos

A entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 introduziu novos custos, nomeadamente de operações comerciais, sistemas, ações judiciais, etc., e impôs a necessidade de alteração da periodicidade da leitura BTN de semestral para trimestral, com o necessário acréscimo de custos.

Verificou-se que, no que se refere a 2008, esses custos não foram considerados na proposta para 2009, pelo que se recomenda a sua inclusão.

III - CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 17 de novembro de 2008.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 313 e ss.



◆ Resposta da ERSE ◆

I - GENERALIDADE

O parecer do Conselho Tarifário (CT) à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011" integra aspetos de grande relevância para o setor elétrico, que refletem uma visão integrada dos interesses dos vários agentes do setor, nomeadamente, consumidores e empresas.

Este parecer do CT, à semelhança dos pareceres relativos às propostas de anos anteriores, permite robustecer a proposta apresentada, tendo merecido a melhor atenção da ERSE.

Eventuais melhorias no enquadramento legal do setor elétrico ultrapassam a competência do regulador. No entanto, dentro das suas competências, a ERSE tem enviado contributos técnicos no sentido de participar construtivamente no processo de alteração da legislação, sempre que tal é solicitado pelas autoridades competentes. Refira-se a título de exemplo as seguintes contribuições:

- Proposta de legislação, acordada com a CNE, referente à garantia de abastecimento no MIBEL;
- Proposta de legislação referente ao regime de contratação de interruptibilidade no MIBEL no quadro do acordo estabelecido entre os Governos de Portugal e de Espanha em 8 de março de 2008;
- Proposta de uma nova metodologia de cálculo das rendas de concessão em BT;
- Processo de consulta pública, em conjunto com a CNE, sobre harmonização tarifária no MIBEL, que se encontra em fase de análise dos comentários recebidos.
- Proposta harmonizada de figura de operador dominante.

Regista-se com agrado que a ERSE e o CT partilham a mesma posição em relação a matérias, como a adequação dos períodos horários e a extinção de tarifas dependentes do uso.

No que concerne a tarifa social a ERSE irá efetuar uma reflexão sobre esta matéria no decorrer do ano de 2009, de acordo com o referido no ponto II/G.

As regras aplicáveis aos PPDA no período de regulação 2006-2008 admitem a possibilidade de reafecção de custos entre ações e entre anos do período de regulação. A aprovação destas reafecções de custos é efetuada pela ERSE, nos termos estabelecidos no artigo 106.º do Regulamento Tarifário aprovado através do Despacho n.º 18 993-A/2007, de 31 de agosto.

Na análise dos pedidos de reafecção de custos, a ERSE teve em conta as razões apresentadas pelas empresas e o impacto que tais reafecções poderiam ter a nível tarifário. Na generalidade das situações, os pedidos de reafecção podem ser imputados a dificuldades de planeamento da execução das ações na data de apresentação do PPDA.

Com a aprovação das novas regras aplicáveis aos PPDA para vigorarem no próximo período de regulação (2009-2011), aprovadas através do Despacho n.º [22282/2008](#), de 28 de agosto, a reafecção de custos entre medidas deixa de ser possível e a reafecção entre anos é limitada a valores estabelecidos no seu artigo 20.º.

I/A – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

A previsão de consumos foi elaborada com base nas previsões enviadas pelas empresas e na informação disponível até setembro.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 reflete um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002,



e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentará de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas.

Ao nível dos fornecimentos a clientes finais aceitou-se a previsão da EDP Distribuição por nível de tensão. Pressupõe-se que as previsões enviadas pelas empresas incluem a influência de medidas de carácter ambiental e de promoção de eficiência energética dado que as mesmas são do conhecimento público e algumas delas da iniciativa da própria empresa.

A previsão de clientes no mercado livre teve em conta as tarifas a vigorar em 2009, prevendo-se uma maior saída dos clientes de MAT, AT e MT para o mercado livre, relativamente à proposta enviada pelas empresas.

I/B – AVOLUMAR DO DÉFICE TARIFÁRIO

A ERSE reitera que a decisão de afetar uma parte do montante do valor respeitante ao equilíbrio económico-financeiro, a pagar pelos respetivos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, calculado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, na amortização integral do saldo dos défices tarifários devidos à REN acumulados a 31 de dezembro de 2007, é da competência do Governo, através do Ministério da Economia e da Inovação.

Do mesmo modo, a extinção do restante défice tarifário por afetação do remanescente daquele montante pago pelos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, compete igualmente ao Ministro da Economia e da Inovação.

Importa clarificar que as tarifas previstas para 2009 não contemplam qualquer défice tarifário em relação aos custos estabelecidos para esse ano nas várias atividades reguladas.

Com efeito, contrariamente ao que se verificou em 2006 e em 2007, onde houve uma limitação das variações das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF), imposta pela legislação em vigor na altura, as TVCF em 2009 refletem a totalidade dos custos das atividades reguladas.

Da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, resulta que o desvio de custos relativos à aquisição de energia dos clientes do CUR, verificado em 2007 e estimado para 2008, seja recuperado não em 2009 e 2010 como inicialmente previsto, mas sim no período 2010 a 2025. O desvio ocorrido em 2008 apresenta características claramente excecionais, justificando assim o tratamento previsto para estes casos no referido diploma sobre a estabilidade tarifária. As situações de desvios excecionais, positivos ou negativos, merecem um tratamento excepcional, não devendo esses desvios serem recuperados integralmente num ano, sob prejuízo dos preços não refletirem os custos expectáveis para o ano, fornecendo sinais preços incorretos e afetando a eficiência económica.

Na sequência da proposta do CT a ERSE irá, em futuros exercícios de cálculo de tarifas, incluir um mapa de fluxos financeiros associados a transferências inter-anuais de custos e recebimentos.

A ERSE está sempre disponível para participar de forma construtiva, com contributos técnico-económicos, em debates que os principais agentes do setor considerem relevantes, incluindo o debate sobre "as causas do défice no sistema elétrico nacional" sugerido pelo CT.

II - ESPECIALIDADE

II/A – CUSTO DE CAPITAL

As respostas detalhadas aos comentários do Conselho Tarifário são apresentadas, para cada empresa, em documento anexo. Neste ponto são expostas as linhas gerais das decisões tomadas, bem como algumas considerações sobre o valor do custo de capital proposto para a atividade de transporte de energia elétrica.

LINHAS DE ORIENTAÇÃO

Como foi referido no documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011", a ERSE definiu o custo de capital das empresas reguladas orientada na sua atuação pela transparência e



consistência nas metodologias empregues, sem deixar, porém, de considerar as particularidades de cada empresa, nomeadamente no que diz respeito aos respetivos riscos de negócio e financeiro. Por outro lado, ciente de que a imprevisibilidade regulatória acarreta mais custos do que benefícios, nomeadamente através do aumento do risco sistemático da empresa com incidência direta no aumento do custo de capital, a ERSE procurou manter a continuidade nas metodologias seguidas, assim como nas opções tomadas quando não existem respostas claras e consentâneas ao tratamento de certas problemáticas. Assim, o custo de capital foi definido para as empresas reguladas refletindo as seguintes linhas de orientação:

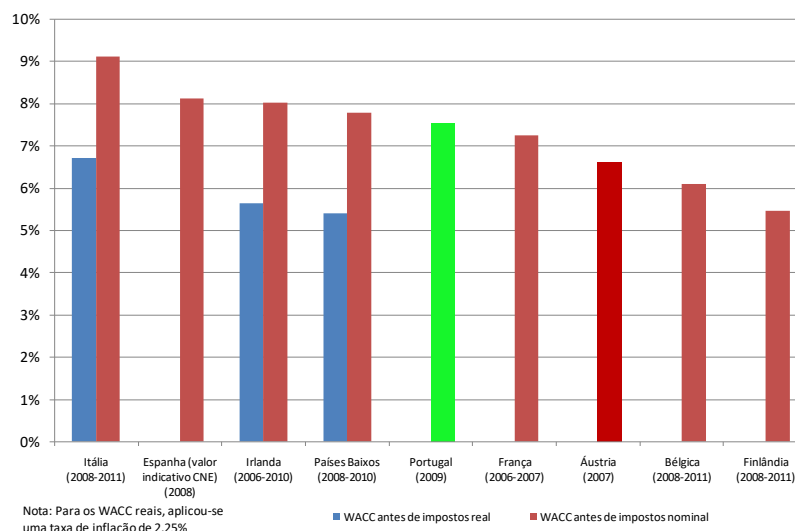
1. Utilização do custo médio ponderado de capital, isto é, da média ponderada dos respetivos custos de capital próprio e alheio.
2. Consideração da estrutura de capital das empresas na definição do custo médio ponderado de capital, por se defender que não existe uma estrutura de capital ótima até ao nível em que a solvabilidade da empresa esteja garantida.
3. Definição do custo de capital próprio tendo em conta o CAPM (*capital asset pricing model*).
4. Definição do valor médio das séries históricas do prémio de risco e das taxas de juro sem risco com base na média geométrica destas séries, por ser um estimador menos enviesado do que a média aritmética em situações de alguma volatilidade.
5. Definição do mercado acionista relevante para as empresas tendo em conta a estrutura acionista das empresas e/ou a análise econométrica da evolução das respetivas cotações em bolsa e de índices de mercados de diferentes praças financeiras.
6. Repartição do risco de negócio dos grupos em que estão integradas as empresas reguladas, medido pelo beta do seu ativo, pelas suas diferentes áreas de negócio, analisando a evolução do desempenho de cada atividade e/ou recorrendo a um *benchmarking* criterioso, por as empresas reguladas não estarem cotadas em bolsa.

A instabilidade que se observa nos mercados financeiros conduziu à opção pela indexação da taxa de juro nominal sem risco à rendibilidade observada de ativos sem risco de longo prazo para o próximo período regulatório. Esta opção permite, por um lado, que o custo de capital evolua na componente relativa ao custo do capital alheio, assegurando deste modo o equilíbrio económico-financeiro das empresas e, por outro lado, permite partilhar o risco financeiro entre consumidores e empresas reguladas, facilitando a decisão de investimento no atual clima de instabilidade.

CONSIDERAÇÕES SOBRE O VALOR DO CUSTO DE CAPITAL PROPOSTO PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

No caso da atividade de transporte de energia elétrica, em que o custo de capital influencia diretamente a remuneração, importa posicionar o valor fixado pela ERSE para a atividade de transporte no contexto europeu. Assim, se considerarmos os principais países da zona euro para os quais a ERSE tem dados, observa-se que o valor fixado se encontra na média do praticado no resto da Europa. Contudo, haverá que aplicar cautela num exercício deste género, tanto porque compara valores nominais e reais (sobre os quais se aplicou um valor teórico para a taxa de inflação), como porque os valores dizem respeito a diferentes envolventes regulatórias. Alguns destes países aplicam regulações do tipo *price cap*, cujo risco regulatório é significativamente mais elevado do que o aplicado no caso português.

Custo de capital da atividade de transporte em diferentes países da zona euro



Fonte: respetivos reguladores

Assim, qualquer *benchmark* é um exercício cujos resultados são tendencialmente enviesados se não forem consideradas as características particulares de cada mercado e de cada empresa. Este enviesamento é acrescido se a comparação se restringir a um mercado em particular.

A observação dos mercados financeiros e das práticas regulatórias internacionais, não se pode cingir à realidade ibérica. Se, em termos energéticos, as empresas reguladas nacionais, inserem-se num mercado geográfico limitado, a Península Ibérica, em termos financeiros o mercado de referência é muito mais vasto. O estrangulamento energético que se verifica nos Pirenéus e que transforma a península numa ilha, não se verifica em termos financeiros. Não existe uma ilha financeira ibérica.

CUSTO DE CAPITAL ASSOCIADO AOS NOVOS INVESTIMENTOS DA REN

O atual momento da construção do mercado interno de energia na União Europeia tem tornado evidente a necessidade de incentivar o aumento da capacidade das infraestruturas de redes energéticas por toda a Europa. Os três pilares do modelo energético europeu que se perspetiva para o futuro assentam nos seguintes eixos: segurança de abastecimento, competitividade e sustentabilidade. E todos eles reforçam a importância do investimento em infraestruturas.

Mais capacidade de transporte na Europa contribuiu favoravelmente para a segurança de abastecimento diminuindo congestionamentos e facilitando a ligação das zonas de produção às zonas de consumo. Do mesmo modo, mais infraestruturas de rede permite unir e integrar mercados o que, por sua vez, potencia a concorrência e se reflete em preços de energia mais competitivos em benefício dos consumidores. Por outro lado, a necessidade de promover um desenvolvimento económico sustentado assente em tecnologias de geração de energia menos poluentes, numa lógica de descarbonização da sociedade, exige também mais infraestruturas de rede.

É neste novo paradigma que se torna fundamental dinamizar novos investimentos nas redes de transporte de energia em toda a Europa. Atenta a estas necessidades, a ERSE considerou justificável determinar, desde já, o custo de capital antes de impostos, aplicável aos novos investimentos que sejam valorizados a preços de referência, acolhendo assim, o comentário do Conselho Tarifário.

Com efeito, a ERSE apresentou a consulta pública em junho de 2008 uma proposta de revisão regulamentar que contemplava uma nova metodologia regulatória da qual se destaca a introdução de mecanismos de incentivo ao investimento eficiente, em linha com as melhores práticas europeias. Em muitos países europeus os reguladores têm vindo a adotar taxas de remuneração distintas para os novos investimentos, quer em função de alteração de modelos regulatórios, quer pela necessidade de estimular o investimento



por razões que decorrem da promoção da concorrência, do reforço das interligações transfronteiriças, da segurança de abastecimento e das políticas de investimento em energias renováveis.

É neste quadro que a ERSE introduz no período regulatório 2009-2011 um conjunto de incentivos que tendam a promover uma gestão eficiente. Entre estes, encontra-se o mecanismo de incentivo ao investimento eficiente nas redes de transporte, que se baseia na valorização dos novos equipamentos a integrar nas redes através de preços de referência.

Embora a definição dos preços de referência esteja ainda dependente do estudo relativo aos custos de investimento praticados pela REN, que será promovido pela ERSE e realizado por uma entidade externa, o novo mecanismo de incentivo será aplicado ao longo de todo o período regulatório.

No atual contexto, as crescentes preocupações associadas às questões ambientais que se materializam em maiores dificuldades à concretização de investimentos, têm vindo a aumentar o risco da envolvente da atividade da REN. Os impactes deste contexto no agravamento dos custos de investimento em equipamentos da Rede Nacional de Transporte poderão não estar contemplados nos proveitos permitidos da empresa, quando a regulação é baseada na definição de preços de referência.

Este tipo de risco não é novo. A sociedade tem vindo a demonstrar uma maior sensibilidade e uma menor aceitação a todo o tipo de investimentos que sejam percecionados como podendo afetar a qualidade de vida das populações, nomeadamente no que diz respeito ao ambiente e ao ordenamento do território. Por outro lado, os decisores políticos têm vindo a contemplar estas preocupações com maior acuidade na produção legislativa. Os investimentos que a REN realiza, designadamente os investimentos em linhas de alta tensão, têm vindo, justamente, a ser alvo deste tipo de preocupações. Grande parte das dificuldades mencionadas traduzem-se, naturalmente, em custos acrescidos para o operador da rede de transporte, quer na vertente investimento, quer na vertente administrativa.

Para além do efeito direto no aumento do risco sistemático da REN, que deverá ser contemplado no custo de capital, a implementação da nova metodologia potencia a geração de ganhos para o setor elétrico que a ERSE considera adequado partilhar entre os consumidores e a REN. É entendimento da ERSE que os ganhos gerados se materializem na redução dos custos dos futuros investimentos face ao nível dos atuais custos de investimentos. Com efeito, importa repercutir no custo de capital a parcela de benefícios a que corresponde um prémio para os ganhos de eficiência da REN.

Na definição do custo de capital a aplicar aos novos investimentos, a ERSE ponderou os princípios atrás enunciados, que sustentam a fixação de um prémio para os novos investimentos superior àquele que irá vigorar para os investimentos em exploração, reconhecendo-se desta forma o incentivo para uma gestão mais eficiente e uma economia de custos a favor do setor elétrico, com repercussões diretas na redução da fatura dos consumidores.

Deste modo, o custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência, a vigorar ao longo do período regulatório 2009-2011, é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada de acordo com o estabelecido para o custo de capital das atividades do transporte e da distribuição. Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ATIVIDADES REGULADAS

A regulação por incentivos tem como objetivo promover um comportamento mais eficiente das empresas reguladas, simplificar a regulação e procurar conduzir as empresas reguladas a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação. Nesta forma de regulação a taxa de remuneração não se encontra garantida.

A existência de um diferencial entre a base de custos da empresa e a base de custos permitidos para efeitos de regulação resulta:

Do nível de eficiência imposto pelo regulador.



Do nível de eficiência atingido pela empresa ao longo dos anos de regulação.

Dos custos considerados pelo regulador como elegíveis para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

O efeito conjunto destes fatores resulta numa taxa de rentabilidade real diferente da taxa de rentabilidade definida pelo regulador, por conseguinte, esta forma de regulação pressupõe maior risco e consequentemente uma taxa de remuneração superior à que seria fixada caso se optasse por uma regulação por custos aceites.

Neste período de regulação os níveis de eficiência impostos pela ERSE foram calculados com base num estudo efetuado por uma entidade externa que envolveu 22 operadores de transporte e 18 reguladores da União Europeia, para os custos operacionais da atividade de transporte de energia elétrica e nos estudos efetuados pela própria EDP para as atividades de distribuição de energia elétrica e de comercialização.

A metodologia utilizada para o cálculo da base de custos para o ano zero depende da forma de regulação que tem sido aplicada a cada uma das atividades, do desempenho das empresas ao longo dos anos de regulação e da credibilidade das previsões das empresas, pelo que tendo em conta estes critérios não foi possível aplicar a mesma forma de cálculo para a definição da base de custos a todas as atividades reguladas por preço máximo.

Nos pontos seguintes explica-se por atividade qual a metodologia aplicada e respetiva justificação.

II/B.1 - EDA E EEM

EDA

Para o período de regulação 2009-2011 a ERSE alterou a metodologia de regulação das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EDA, que passou a ser efetuada por um *price cap*.

Essa alteração implicou para o novo período de regulação o cálculo dos parâmetros subjacentes à determinação dos proveitos permitidos das atividades de DEE e de CEE, nomeadamente os custos unitários e os parâmetros associados às variáveis unitárias dos proveitos de cada atividade.

Para a determinação dos parâmetros para o período 2009 a 2011 foram tidos em consideração os seguintes elementos:

Custos controláveis líquidos de proveitos, aceites no ajustamento de 2007 a refletir em 2009, estimados para 2008 e previstos para o período 2009-2011;

Custos não controláveis previstos para o período 2009-2011;

Evolução prevista dos ativos regulados para o período 2009-2011.

De igual modo, para permitir a comparabilidade entre os anos de 2007 e 2008 com o período 2009-2011, os custos controláveis de 2007 e 2008 foram corrigidos dos valores a transferir da atividade de CEE para a atividade de DEE, resultantes das alterações introduzidas no Regulamento Tarifário, no que se refere à transferência dos custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia elétrica da atividade de CEE para a atividade de DEE.

Tendo em conta que no período 2003-2008 se verifica um diferencial entre os custos controláveis reais da EDA e os custos controláveis aceites para tarifas, a ERSE apurou o valor da base de custos controláveis para 2009 da seguinte forma:

Em primeiro lugar determinou-se a base de custos controláveis de 2008, tendo em conta a estimativa apresentada pela EDA, utilizando para o efeito a metodologia de aceitação de custos dos anos anteriores e que se encontra explicada nos documentos que acompanham o documento de tarifas para 2009. Com



esta metodologia pretendia-se que a EDA introduzisse práticas eficientes conduzindo à racionalização de custos, e limitando o seu crescimento à taxa de inflação deduzida de um fator de eficiência de 1% ao ano.

Em segundo lugar, determinaram-se os custos para 2009 em função do valor apurado para 2008, acrescidos da taxa de inflação, impondo um fator de eficiência igual à evolução anual da procura, no caso da atividade de DEE e à variação anual do número médio de clientes, no caso da atividade de CEE.

A metodologia utilizada permitiu apurar para o período de regulação 2009-2011 os parâmetros evidenciados no quadro apresentado abaixo.

| | 2009 | | 2010 | | 2011 | |
|---|---------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | AT/MT | BT | AT/MT | BT | AT/MT | BT |
| Componente variável unitária dos proveitos | | | | | | |
| DEE (€/MWh) | 19,494 | 44,573 | | | | |
| CEE (€/cliente) | 474,722 | 36,547 | | | | |
| Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos | | | | | | |
| DEE | - | - | 0,08% | 4,97% | 1,37% | 5,87% |
| CEE | - | - | 2,09% | 2,46% | 1,54% | 2,86% |

A componente variável unitária dos proveitos destina-se a cobrir os custos controláveis, os custos não controláveis (amortizações e provisões) bem como assegurar a remuneração dos ativos à taxa de 8,55%, conforme estabelecido para as atividades de DEE e de CEE. O quadro seguinte apresenta a evolução dessa componente para o período de 2009-2011 a preços constantes de 2008.

| Componente variável unitária dos proveitos a preços constantes de 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | Taxa média anual de crescimento 2009-2011 |
|---|-------------|-------------|-------------|--|
| DEE - custos previstos EDA (€/MWh) | 49,34 | 49,41 | 48,99 | -0,4% |
| DEE - aplicação dos parâmetros ERSE (€/MWh) | 47,67 | 47,04 | 45,95 | -1,8% |
| <i>diferença</i> | -3,4% | -4,8% | -6,2% | - |
| CEE - custos previstos EDA (€/cliente) | 39,41 | 39,73 | 39,51 | 0,1% |
| CEE - aplicação dos parâmetros ERSE (€/cliente) | 38,11 | 37,37 | 36,51 | -2,1% |
| <i>diferença</i> | -3,3% | -6,0% | -7,6% | - |

Verifica-se que de acordo com as previsões da EDA para o período 2009-2011, a componente variável unitária dos proveitos apresenta uma taxa média anual de crescimento de -0,4% ao nível da atividade de DEE e de 0,1% ao nível da atividade de CEE. A metodologia aplicada pela ERSE para cálculo da componente variável resultou numa taxa média anual de crescimento de -1,8% na atividade de DEE e de -2,1% ao nível da atividade de CEE.

De igual modo, em termos anuais, a previsão de evolução dos custos mantendo os atuais pressupostos macroeconómicos, nomeadamente a taxa de inflação para o período 2009-2011, traduz-se num diferencial entre as previsões da EDA e os valores aceites pela ERSE que oscilam na atividade de DEE entre os -3,4% em 2009 e os -6,2% em 2011 enquanto na atividade de CEE variam entre os -3,4% em 2009 e os -7,7% em 2011.

EEM

A ERSE, desde o início da regulação das atividades da EEM, tem aceite para cálculo das tarifas todos os custos não controláveis bem como todos os investimentos efetuados pela empresa, à exceção dos custos associados à taxa de ocupação do domínio público municipal.



Deste modo, a exigência de eficiência sobre os custos da EEM, por parte da ERSE, tem incidido sobre os custos de exploração que, entre 2003 e 2009, representam em média cerca de 26% dos proveitos permitidos.

Os proveitos permitidos totais da EEM (excluindo os ajustamentos), entre 2003 e 2009 apresentam uma taxa de crescimento médio anual de cerca de 8,7% (8,4%, com ajustamentos). Considerando apenas as atividades de DEE e de CEE, a taxa de crescimento médio anual para o mesmo período é de cerca de 4,8%, taxa superior ao crescimento médio anual dos consumos (4,1%).

Para 2009, a ERSE aceita cerca de 92% dos custos enviados pela empresa tal como apresentado no quadro seguinte. Para os anos seguintes é mantida a exigência ao nível dos custos face à estimativa dos consumos e número de clientes, pelo que a base enviada pela empresa se distancia da base de custos da ERSE, dado não ter sido construída com os mesmos pressupostos.

Custos de exploração aceites

| | Tarifas 2009 | Tarifas 2010 | Tarifas 2011 | Período de regulação |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|
| Previsão EEM em 2008 | 25 343 | 26 646 | 27 723 | 79 712 |
| ERSE | 23 390 | 23 698 | 24 058 | 71 146 |
| % aceite | 92% | 89% | 87% | 89% |

Unidade: 10³ EUR

II/B.2 – REN

A atividade de transporte de energia elétrica desde 1999 foi sempre regulada por custos aceites, sendo os proveitos permitidos calculados com base em previsões e ajustados dois anos depois tendo em conta os valores reais.

A alteração desta forma de regulação, para uma regulação por *revenue cap*, implica o fim do ajustamento com base nos custos reais, pelo que se considerou que a metodologia a utilizar para cálculo do ano zero teria de ter como ponto de partida os últimos valores reais conhecidos. Como o ano de 2008 ainda está a decorrer, considerou-se como base de partida o ano de 2007.

Comparando os valores para esta atividade previstos pela REN para 2008, verificamos que a base de partida para os Custos Operacionais (C₀) poderia variar entre 40,3 milhões de euros, valor enviado em junho de 2008 e 46,5 milhões de euros valor enviado em junho de 2007, para cálculo das tarifas de 2008.

| | 2008 | | | | Valores ERSE C ₀ | 2009 | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|
| | REN jun 07 | T2008 | REN Jun 08 | REN Set 08 | | REN Jun 09 | REN Set 09 | T2009 |
| MD + FSE + Pessoal - TPE | 46 385 | 44 872 | 34 311 | 34 310 | | 36 912 | 36 912 | |
| FSE Serviços partilhados | | | 6 206 | 8 947 | | 6 709 | 9 397 | |
| Out.c. op (v. líquido) | 122 | 82 | -261 | -734 | | -949 | -949 | |
| Custos operacionais | 46 507 | 44 954 | 40 256 | 42 523 | 39 168 | 42 672 | 45 360 | 40 805 |
| PPDA | 855 | 855 | 1 825 | 1 825 | 1 825 | 1 658 | 1 658 | 2 426 |
| Limpeza de florestas | | | 1 389 | 1 389 | 1 389 | 3 238 | 3 238 | 2 695 |
| Custos de exploração totais | 47 362 | 45 809 | 43 470 | 45 737 | 42 382 | 47 568 | 50 256 | 45 926 |

Unidade: 10³ EUR

Nota: Presume-se que a diferença entre os valores enviados em junho de 2008 e os valores enviados em setembro de 2008 seja devida à alteração na forma de contabilização dos prémios de desempenho que passam a ser refletidos nos custos do exercício. Este agravamento nos custos nunca foi devidamente justificado, tendo sido apenas enviada justificação para o acréscimo de custos entre o real de 2007 e a previsão de setembro para o ano de 2008.



O *Revenue cap* não incide apenas nos custos de operação e manutenção incide também nos custos com trabalhos especializados, nos custos imputados pela REN SGPS, nos custos imputados pela REN Serviços, nos custos com pessoal, nos custos com provisões para riscos e encargos. Ficam fora do *revenue cap*, e, por conseguinte, aceites na totalidade, os custos ao abrigo do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental e os custos com as limpezas de florestas.

O aumento dos custos operacionais relativo a novos investimentos é aceite numa componente à parte. Tendo em conta que a metodologia de cálculo deste valor será validada no estudo que irá decorrer no próximo ano, e que o custo incremental com a manutenção de novos investimentos deve ser inferior ao custo médio de manutenção imputado a linhas e painéis de subestações, a determinação dos fatores de eficiência associados a estes custos foi adiada para 2009 com base nos resultados que se vierem a obter.

A meta de eficiência fixada para a REN baseia-se num estudo de *benchmarking* internacional que se encontra a ser elaborado por um grupo de consultores de elevado prestígio internacional nesta matéria, no âmbito das atividades desenvolvidas pelo CEER, abrangendo 22 operadores da rede de transporte e envolvendo 18 entidades reguladoras.

Tendo em conta os acordos de confidencialidade assinados entre os reguladores e o consultor, enquanto não estiver terminado o relatório final (previsto para final de dezembro de 2008) e até ser determinado o grau de descodificação na apresentação dos resultados, a disponibilização da informação constante dos relatórios preliminares entretanto apresentados, é restrita às entidades reguladoras.

De modo a tomar uma decisão orientada nesta matéria a ERSE solicitou análises suplementares ao consultor, assim como uma orientação, para a determinação do nível de eficiência dos custos a que é aplicável o *revenue cap*. Foram considerados diferentes modelos conceptuais para a relação entre custos e serviços fornecidos pelos operadores das redes de transporte, e para cada um destes modelos foram utilizados diversos métodos de estimação, paramétricos e não paramétricos.

De acordo com esta análise foram selecionados modelos que apontam para eficiências dos referidos custos da REN entre os 68% e os 72%, com desvios em relação à eficiência média acima dos 10%, nomeadamente, entre 11% e 13%. Assim, a meta fixada pela ERSE tem em conta o desempenho médio e não o melhor desempenho.

O fator X, que determina ganhos de eficiência que o regulador impõe à empresa deve refletir a deslocação da fronteira de eficiência do setor, que reflete os ganhos de eficiência no setor resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*) e os ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflete a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*). A empresa deve conseguir alcançar, não apenas o ganho da indústria (a deslocação da fronteira), mas também os ganhos de eficiência específicos, eliminando a ineficiência específica da empresa.

Deste modo, adicionalmente aos ganhos de eficiência da empresa, poderia impor-se uma meta de eficiência que refletisse o progresso tecnológico (deslocação da fronteira de eficiência). A meta de eficiência imposta pela ERSE baseia-se em modelos estáticos, isto é, analisando a eficiência num determinado ano, 2006. Não foi tido em conta o progresso tecnológico, uma vez que não existiam estimativas robustas para a evolução da fronteira.

A ausência de uma variável que reflita a totalidade dos elementos de rede condiciona a possibilidade de determinação da evolução dos custos operacionais da rede com a evolução dessa mesma variável. Considera-se que quer a variável de extensão da rede, quer a do número de painéis ou mesmo da potência instalada não são suficientemente explicativas da evolução dos custos operacionais. Acresce, que a utilização destas variáveis para determinação da evolução destes custos conduziria ao estabelecimento de metas de eficiência mais exigentes do que as fixadas pela ERSE.

Deste modo, considerou-se como mais adequado a indexação da variação anual dos custos a uma variável não controlável pela empresa. Assim condicionou-se a variação dos custos operacionais à variação das



quantidades afetas à tarifa de UGS e não só as quantidades efetivamente transportadas pela rede de transporte, uma vez que a rede tem de estar dimensionada para a evolução do consumo prevista (tendo em conta a ponta máxima do consumo). Acrescem a estes custos, os custos associados à variação do equipamento de rede calculados com base em custos incrementais por km de rede e por número de painéis em subestações.

Tendo como objetivo a previsibilidade da estabilidade tarifária, a evolução do passado e o nível de eficiência observado nos estudos elaborados por entidades externas, a ERSE decidiu aplicar para o período de regulação 2009-2011 um fator de eficiência aos custos operacionais de exploração de 0,5% ao ano que resulta de uma variação prevista do consumo de 2,5% ao ano associada a um fator de eficiência de 3%.

Adicionalmente, importa clarificar que aplicar uma redução de 3% ao ano sobre o custo médio é equivalente a reduzir 3% ao ano os custos operacionais, permitindo depois acréscimos iguais ao acréscimo de consumos, sendo esta uma prática adotada pelos reguladores.

II/B.3 – EDP

EDP DISTRIBUIÇÃO

Efetivamente, desde o início da regulação que se aplica a regulação por *price cap* na atividade de Distribuição de Energia Elétrica cujos parâmetros, base de custos no ano zero e fator de eficiência para os anos seguintes, têm vindo a ser calculados tendo em conta o desempenho da empresa não só desde o início da regulação, mas também no período de regulação imediatamente anterior, isto é:

1.º Período de regulação (1999-2001)

Base de custos para 1999 - Foram impostos pela ERSE ganhos de eficiência de 10% no primeiro ano relativamente aos valores previsionais enviados pela empresa para o ano de 1999.

Fatores de eficiência para 2000 e 2001 – A ERSE aceitou os ganhos de eficiência propostos pelas empresas entre 4,79% e 5,94% dependendo do nível de tensão.

2.º Período de regulação (2002-2004)

Base de custos para 2002 – A ERSE considerou "... que o nível de custos para o ano 2002 deveria ser igual ao que a EDP Distribuição teria obtido se, ao longo do período de regulação de 1999-2001, tivesse havido uma redução anual de custos de cerca de 1,5% real. Este nível de custos equivale a considerar que o nível dos custos controláveis em 2002 (custos com o pessoal, FSE e materiais diversos) reflete um ganho de eficiência de cerca de 4,6%, obtido durante o período de regulação passado" (ERSE, 2001).

Fatores de eficiência para 2003 e 2004 – Foram impostos ganhos de eficiência de 3,5% ao ano e economias de escala de 100%.

3.º Período de regulação (2005)

Dado ter-se tratado de um ano de regulação transitório, não foram impostos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica ganhos de eficiência tendo-se atualizado o preço máximo estabelecido para 2004 com a inflação prevista para 2005.

4.º Período de regulação (2006-2008)

Foram definidos diversos cenários alternativos de evolução do nível de eficiência a alcançar pela empresa no período de regulação conjugando a base de custos a considerar, as metas de eficiência a alcançar, o progresso tecnológico e os ganhos de escala.



Tendo em conta os cenários alternativos, considerou-se mais adequado partir da base de custos controláveis prevista pela EDP Distribuição, para 2006, uma vez que foi com base nestes custos que foi determinada a meta de eficiência.

Esta opção é coerente com o estabelecimento de metas de eficiência mais exigentes a curto prazo. Assim, considerou-se que os 20% de eficiência deveriam incidir sobre a totalidade dos custos controláveis e que este objetivo deveria ser atingido num período de regulação. Tendo em conta a mudança de base de custos optou-se por impor um maior ganho de eficiência no primeiro ano, exigindo-se uma redução de custos controláveis de 10% no primeiro ano e de 5% nos anos seguintes.

Considerou-se ainda uma redução adicional dos custos controláveis de 1% ao ano devido ao efeito do progresso tecnológico e economias de escala de 50%.

5.º Período de regulação (2009-2011)

Neste período de regulação procedeu-se à incorporação da atividade de comercialização de redes na atividade de distribuição de energia elétrica.

a atividade de comercialização de redes surgiu em 2002 e foi sempre regulada por remuneração dos ativos fixos e custos de funcionamento, aceites *a priori*, em base anual.

Uma vez que em 2006 se tinha optado por mudar a base de custos tendo-se considerado para o efeito os valores previsionais enviados pela empresa, e que o período de regulação ainda não terminou, atualizou-se a base de custos com os valores reais de 2006 e incorporou-se a eficiência imposta pela ERSE para os anos de 2007 e 2008, agregando-se para o efeito as atividades de distribuição de energia elétrica e comercialização de redes.

Nesta nova base teve-se ainda em conta a reestruturação da EDP Distribuição devido ao destacamento da atividade de Comercialização para uma entidade autónoma (EDP Serviço Universal), que teve como consequência um agravamento de custos na ordem dos 20 milhões de euros (custos comuns da EDP Distribuição, que até 2008 eram repartidos por 3 atividades e que a partir de 2009 deixam de ser imputados à atividade de comercialização da EDP Serviço Universal).

Tendo em conta o acima mencionado não se percebe o comentário do Conselho Tarifário de que "... a extrapolação da base de custos de 2006 para os anos de 2009 a 2011 não capta os efeitos entretanto ocorridos com a criação da EDP Serviço Universal como empresa autónoma...".

O *gap* em 2009 dos custos controláveis aceites para efeitos de regulação relativamente aos previstos para 2009 é de cerca de 12% que resulta da trajetória ascendente dos custos previstos pela empresa para o ano de 2008. O diferencial de 23% que consta do parecer do Conselho Tarifário inclui os custos de investimento, remuneração e amortização, relacionados com contadores (vide comentário ao ponto II/J).

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A alteração de metodologia de imputação de custos da prestação de serviços da EDP Distribuição à EDP Serviço Universal que implicou uma redução de custos na ordem dos 20 milhões de euros, conjugada com uma reafecção de custos entre as atividades de compra e venda de energia elétrica e a atividade de comercialização dentro da própria EDP Serviço Universal, na ordem dos 5 milhões de euros, implicou uma redução da base de custos da atividade de Comercialização que a aproximou da base de custos eficiente, aceite para cálculo das tarifas de 2008.



O *gap* mencionado pelo Conselho Tarifário inclui para além de um diferencial de custos controláveis unitários por consumidor na ordem dos 5%, os custos com o risco de cobrança, o qual tendo em conta os comentários desfavoráveis recebidos durante a audição pública às alterações dos Regulamentos do Setor Elétrico, nomeadamente, o voto unânime dos representantes das associações de consumidores com assento no Conselho Tarifário continua a ser suportado pelo comercializador.

De acordo com o mencionado no documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico", p. 75, a ERSE irá promover durante o ano de 2009 um estudo que tem como objetivo a análise da metodologia da formação de preços a pagar pela EDP Serviço Universal pela prestação de serviços pela EDP Soluções Comerciais, o seu maior fornecedor⁵²⁶.

Devido ao peso que a EDP Soluções Comerciais tem nos custos da atividade de comercialização da EDP Serviço Universal, torna-se necessário comprovar o cumprimento de procedimentos concorrenciais tanto ao nível dos custos como dos proveitos da EDP Soluções Comerciais, nomeadamente se existe eficiência na contratação dos serviços e se essa eficiência se mantém aquando da sua transferência para os clientes.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros fixados para o novo período de regulação poderão ser revistos, inclusive, a repartição entre fixo e variável.

Com base na informação disponível a repartição entre fixo e variável foi calculada tendo em conta que os serviços prestados pela EDP Distribuição e EDP Soluções Comerciais à EDP Serviço Universal encontram-se contratualizados e são faturados em função do número de processos ocorridos durante o ano, com exceção dos custos com serviços do sistema os quais têm um valor fixo.

Assim considerou-se que a parcela fixa deveria incluir não só os custos de estrutura da entidade, essencialmente custos com pessoal, mas também os custos com serviços informáticos.

Para cálculo da imputação destes custos por nível de tensão foram tidos em conta os critérios de alocação enviados pela empresa, segundo os quais, os custos de estrutura são imputados em função dos consumos por nível de tensão e os custos do sistema, imputados a 100% à baixa tensão.

No quadro seguinte apresenta-se a repartição entre custo fixo e custo variável com base nas previsões da EDP Serviço Universal.

⁵²⁶ Para 2009, e devido a uma redução do montante de serviços prestados pela EDP Distribuição, prevê-se que a aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais atinja cerca de 80% do total de custos operacionais da atividade de Comercialização da EDP Serviço Universal.



Unidade: 10³ EUf

| | Custos fixos - EDP SU | | | | |
|----------------------|-----------------------|-----------|---------------|---------------|--------------|
| | Pessoal | Provisões | Serv. Inform | Total CF | % do total |
| NT | 362 | 11 | 0 | 373 | 19,1% |
| BTE | 51 | 1 | 0 | 52 | 20,0% |
| BT | 369 | 11 | 21 173 | 21 553 | 22,2% |
| Total em 2009 | 782 | 23 | 21 173 | 21 978 | 22,2% |
| NT | 380 | 14 | 0 | 394 | 20,0% |
| BTE | 54 | 2 | 0 | 56 | 20,6% |
| BT | 380 | 11 | 21 533 | 21 924 | 22,8% |
| Total em 2010 | 814 | 27 | 21 533 | 22 374 | 22,7% |
| NT | 402 | 12 | 0 | 414 | 20,3% |
| BTE | 58 | 2 | 0 | 60 | 20,8% |
| BT | 389 | 11 | 22 083 | 22 483 | 23,6% |
| Total em 2011 | 849 | 25 | 22 083 | 22 957 | 23,5% |

Tendo em conta estes critérios utilizados para imputação dos custos e a evolução prevista pela ERSE relativa aos consumos no mercado livre, considerou-se a seguinte estrutura, por nível de tensão e ano:

| | % C. Fixo | | |
|-------|-----------|-------|-------|
| | 2009 | 2010 | 2011 |
| AT/MT | 20,0% | 18,5% | 16,0% |
| BTE | 20,0% | 20,0% | 20,0% |
| BT | 20,0% | 20,0% | 20,0% |

II/C – REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

Na última revisão regulamentar verificou-se uma clara preferência da ERSE pelos designados métodos de regulação por incentivos. Na génese da regulação por incentivos está o facto de outros métodos de regulação, como a regulação por taxa de rentabilidade, não fornecerem incentivos à eficiência das empresas reguladas, e de esses métodos implicarem um maior escrutínio dos custos por parte das entidades reguladoras. A regulação por incentivos fornece maiores incentivos para que as empresas aumentem a sua performance, contribuindo para a redução dos problemas de assimetria de informação e dos custos de regulação, comparativamente com métodos de regulação que exijam um elevado escrutínio dos custos.

Assim, a ERSE partilha da opinião do CT de que a micro-regulação pode fornecer sinais inadequados às empresas reguladas, não sendo seu objetivo aplicar mecanismos de regulação que conduzam a uma micro-regulação ou micro-gestão das empresas reguladas, com prejuízo para estas e para os consumidores, na medida em que a assimetria de informação assume uma maior importância quanto maior o detalhe de custos exigido.

Por último importa referir que a supervisão, a verificação e validação da informação das várias atividades reguladas, desde sempre efetuada pela ERSE, não deve ser confundida com micro-regulação.

A importância de uma supervisão ativa e presencial por parte das entidades reguladoras é salientada pela atual conjuntura económica internacional. Assim a ERSE, consciente das suas responsabilidades, não quer deixar de ter uma presença ativa no terreno para, de forma pró-ativa, antecipar problemas e validar soluções, de acordo com as melhores práticas de regulação.



II\D – MERCADO LIVRE

Tal como o CT refere a previsão relativa ao crescimento dos consumos no mercado livre tem em conta o facto de o custo de aquisição de energia pelo CUR considerado no cálculo das tarifas para 2009, 70,8 €/MWh, perspetivar uma maior dinâmica no mercado retalhista.

No entanto, a dinamização do mercado de energia elétrica em Portugal, na Península Ibérica e na Europa apresenta constantemente desafios e problemas que necessitam de resposta e para os quais a ERSE está ativa na procura das melhores soluções em parceria com diversas entidades a nível nacional e internacional.

II\E – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou boa nota dos comentários referentes às questões de qualidade de serviço, partilhando do comentário do Conselho Tarifário relativo à necessidade de as empresas reguladas continuarem a assumir a melhoria da qualidade de serviço como elemento central da atividade de transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ERSE aproveita o comentário sobre a importância da realização de inquéritos sobre o nível de satisfação dos consumidores, para informar que, como previsto, em 2008 procedeu à contratualização externa de uma empresa para realização do inquérito de avaliação da satisfação dos consumidores de energia elétrica, tendo já sido elaborado o inquérito e iniciada a fase de entrevistas telefónicas. Os resultados deste inquérito serão publicados no início de 2009.

II\F – PREÇOS DOS SERVIÇOS

A aprovação dos preços dos serviços regulados é efetuada pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelas empresas reguladas.

Tem-se verificado que o nível de justificação dos preços propostos apresentado pelas empresas é muito diverso.

Em determinadas situações são apresentadas justificações detalhadas com base nos custos apurados para a prestação dos serviços, designadamente pelos prestadores destes serviços. Nestes casos, a ERSE procura que os preços reflitam adequadamente os custos, em particular quando estamos na presença de serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica prestados na sequência de incumprimento contratual por parte dos clientes.

Noutros casos, as empresas limitam-se a propor uma atualização dos preços pela taxa de inflação ou pela variação do índice de preços implícito no consumo privado com base nos valores estimados pela empresa para o ano seguinte. Quando tal sucede, a prática da ERSE tem sido a de atualizar os preços com base na variação do índice de preços implícito no consumo privado adotado na proposta de tarifas e preços.

II\G – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

A ERSE não só partilha das preocupações do Conselho Tarifário relativamente ao avolumar dos CIEG como tem vindo a alertar as entidades com as respetivas competências legislativas para o peso crescente que os CIEG têm vindo a assumir nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia elétrica.

Conforme aprovado em sede de revisão do Regulamento Tarifário, constituem a parcela II da tarifa de uso global do sistema os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a saber: (i) o diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE); (iii) os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica; (iv) os custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental; (v) os custos com a remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico; (vi) os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A; (vii) os custos com a Autoridade da Concorrência; (viii) os custos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; (ix) os custos com a convergência tarifária na Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; (x) os défices tarifários de BT e BTN, gerados em 2006 e 2007, respetivamente; (xi) os custos



inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo agente comercial, não recuperados no mercado; e (xii) o diferencial de correção de hidraulicidade, bem como os custos relativos aos CMEC.

Todos os custos elencados correspondem a custos efetivamente suportados pelos consumidores de energia elétrica, mas que não são gerados pelas infraestruturas que lhe estão inerentes, pelo que devem, no entender da ERSE, ser considerados como custos de interesse económico geral. Por forma a assegurar a transparência e a comparabilidade efetiva da evolução dos CIEG, os documentos de tarifas e preços apresenta a evolução de cada um destes custos entre 2008 e 2009.

II/G.1 – TARIFA SOCIAL

A ERSE partilha a visão do CT sobre este assunto salientando, no entanto, que o enquadramento desta matéria requer a intervenção de outras entidades com responsabilidades na área social cujo envolvimento é essencial.

Tal como referido na recente revisão dos regulamentos do setor elétrico a ERSE irá continuar a aprofundar este tema e contribuir para uma reflexão alargada sobre os conceitos de "consumidor vulnerável" e de "pobreza energética", tendo sempre presente que as responsabilidades legais e institucionais dos diferentes organismos governamentais nesta matéria ultrapassam claramente as competências do regulador do setor elétrico.

Assim, no Plano de Atividades da ERSE para o ano de 2009 está prevista uma reflexão sobre a tarifa social, em consequência da consciência de que a proteção dos consumidores mais vulneráveis é um dos desafios que se apresenta atualmente à desregulação dos mercados de energia, em particular num contexto de crise energética (crise de suficiência, de preço e de sustentabilidade), muito especialmente no que diz respeito ao acesso a um serviço considerado essencial.

Neste contexto, a Comissão Europeia, na proposta de nova diretiva de eletricidade, recomenda que os estados membros adotem uma definição de "pobreza energética" e desenvolvam medidas de coesão económica e social.

A garantia de acesso a um serviço público essencial por todos os cidadãos deve assentar, quer em princípios orientadores das práticas comerciais e das condições técnicas do serviço prestado, quer na envolvente social e económica do problema. Esta garantia de acesso pode e deve envolver diversos atores de áreas distintas e com responsabilidades diversas, legais e institucionais.

Importa que o direito de elegibilidade à aplicação de tarifas sociais seja determinado exclusivamente pelas condições socioeconómicas dos consumidores. A reflexão que a ERSE pretende promover deverá ter por objetivo definir a necessidade de medidas de proteção dos consumidores mais vulneráveis e a concretização das formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de energia elétrica, deverá ainda estudar e caracterizar o âmbito dos consumidores para quem estas medidas devem ser orientadas. A abrangência destas medidas de proteção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial proteção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de inverno, entre outras.

II/H – NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS

No que concerne a opção tetra-horária introduzida nos fornecimentos em BTE (em MT na RAA e na RAM) importa clarificar que esta substitui a opção tri-horária, não sendo mantida a tarifa tri-horária. No entanto, em relação à sugestão do CT no n.º 5 do ponto II/H1 do parecer (que propõe a distribuição dos consumos de vazio em vazio normal e super vazio através de fatores teóricos) importa referir que o Regulamento Tarifário já prevê, no artigo 1.º do Anexo, uma regra de faturação transitória aplicável às referidas situações em que o contador não permita a faturação discriminada nos dois períodos de vazio. Conjugando as



preocupações demonstradas pelo CT com os procedimentos já determinados no Regulamento Tarifário, a ERSE considera que:

Por motivos de coerência com os fornecimentos em BTE e de simplicidade de aplicação da regra de faturação, esta faturação transitória dos períodos de vazio nas tarifas de MT nas Regiões Autónomas deve ser idêntica à determinada de acordo com o Artigo 1.º do Anexo.

A interpretação do artigo 1.º do Anexo do Regulamento Tarifário deve estender a aplicação da regra transitória de faturação aos casos em que o contador não tenha que ser substituído, mas sim adaptado ou reprogramado.

A criação da opção tarifária tri-horária para consumidores em BTN $\leq 20,7$ kVA visa transmitir sinais preço mais adequados, possibilitar a redução da fatura de eletricidade paga pelos consumidores, dinamizar o relacionamento comercial e tirar o maior partido dos equipamentos de contagem que estão a ser instalados e que já permitem a leitura de três períodos horários. A diferenciação de preços é positiva, pois permite que os consumidores tenham um produto mais adequado às suas necessidades de consumo.

Partilhando a preocupação do CT, a ERSE irá acompanhar a introdução das novas opções tarifárias com a disponibilização de informação e de ferramentas interativas que permitam uma tomada de decisão consciente e eficiente por parte dos consumidores de energia elétrica.

A adequação dos períodos horários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo em 2005 procedido a um estudo sobre localização de períodos horários, procurando aumentar a eficiência económica e maximizando-se a aderência entre os pagamentos e os custos causados.

Regista-se com agrado que a ERSE e o CT partilham a mesma preocupação no que concerne a localização dos períodos horários, que conduziu a um novo estudo sobre a localização de períodos horários.

O CT levantou ainda a questão da definição dos prazos e condições sobre i) a substituição dos contadores em BTN (quando estes não permitam a aplicação da opção tarifária escolhida pelo consumidor); ii) a adaptação, reprogramação ou substituição dos contadores em BTE (e em MT na RAA e na RAM) para aplicação das novas tarifas tetra-horárias; iii) e a substituição ou reprogramação dos contadores para adaptação aos novos horários do ciclo diário.

Na proposta de alteração dos regulamentos do setor elétrico de 2008 foi salientada a intenção da ERSE em não provocar uma substituição em massa dos contadores na sequência da criação de novas opções tarifárias (quer a extensão da tarifa tri-horária até BTN no escalão de 3,45 kVA quer a passagem das tarifas de BTE para tetra-horárias).

De facto, importa assegurar que, quer os custos, quer os recursos envolvidos sejam justificados pelos benefícios esperados para o agregado dos consumidores. Esta afirmação deve ainda ser contextualizada com o Plano de Harmonização Regulatória, assinado pelos Governos de Portugal e Espanha (no âmbito do MIBEL), o qual prevê a substituição integral dos contadores de energia elétrica, de modo a serem integrados num sistema de telecontagem. Assim considera-se que os investimentos em contadores, ativo fundamental ao exercício da atividade de distribuição, deverão ser efetuados no quadro do normal exercício da atividade dos operadores de rede.

Importa acrescentar que, como já acontece com as opções tarifárias existentes previamente à alteração regulamentar de 2008, cada consumidor tem o direito de escolha pela opção tarifária aplicável ao seu caso, dentro das disponíveis segundo o Regulamento Tarifário. Os operadores de rede deverão, dentro dos padrões normais de diligência e de bom desempenho da sua atividade, fornecer e instalar o equipamento de contagem consentâneo com a opção do cliente.

A informação dos consumidores através de ferramentas e canais eficazes, sobre as novas opções tarifárias, deverá ajudar a controlar efeitos indesejáveis de aderência em massa de consumidores às novas opções tarifárias apenas por um fenómeno de contágio e não de consciência informada.



Relativamente à adaptação dos contadores existentes quer à aplicação de tarifas tetra-horárias em BTE (em MT na RAA e na RAM) quer aos novos horários do ciclo diário, trata-se claramente de um caso de intervenção extraordinária e concentrada no tempo. A adaptação dos contadores (incluindo quaisquer formas de intervenção no contador até, no limite, a sua substituição) deverá ser feita de modo tão célere quanto possível, garantido os requisitos de fiabilidade do sistema global de recolha de dados de consumo.

Considerando as observações do CT a este respeito, a ERSE deve reconhecer que os procedimentos extraordinários determinados pelas alterações regulamentares referidas podem conduzir a um período de adaptação dos sistemas de medida e sistemas comerciais. Assim, a ERSE considerou a definição de um regime transitório de aplicação aos consumidores que não tenham o seu contador corretamente adaptado desde o dia 1 de janeiro de 2009.

Finalmente, o CT mostrou preocupação com os eventuais efeitos inesperados da aplicação da nova tarifa tri-horária a consumidores que não façam uma gestão cuidada do seu consumo (podendo estes ver agravada a sua fatura caso o seu consumo incida no período de ponta).

Reconhecendo que as alterações nas opções tarifárias e nos períodos horários do ciclo diário afetam segmentos de consumidores menos informados e representam matérias de difícil apreensão pelos consumidores, a ERSE desenvolverá uma campanha informativa junto desses consumidores no sentido de divulgar as novas potencialidades do sistema tarifário e os benefícios que os consumidores podem obter para si e para o sistema elétrico caso consigam reagir aos sinais preço mais complexos (tarifa bi-horária e tarifa tri-horária). Esta campanha deverá evidentemente ser um complemento da atividade de informação e esclarecimento que os comercializadores de último recurso e os restantes comercializadores já exercem e que, por certo, não ignorará as novas opções tarifárias.

II\| – NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

O CT chamou a atenção da ERSE para o facto de alguns contadores (eletromecânicos) em BTN, no Continente, não permitirem a utilização de um ciclo de contagem diário como o proposto. Nesse sentido, e atendendo ainda às sugestões apresentadas pelo CT, definiu-se um regime transitório aplicável a estes consumidores até ao momento em que tenham um contador com capacidade para aplicar o novo ciclo diário.

Relativamente à aplicação do novo ciclo diário a clientes em MT, foi referido pelo CT que seria desejável não alterar o ciclo. Na verdade, foi assumida pela ERSE a intenção de colocar à discussão pública, no futuro, a extinção do ciclo diário nos fornecimentos em MT, AT e MAT, em virtude da sua menos boa aderência à estrutura de custos de redes e de energia associados a estes fornecimentos. Tendo esta questão em mente, o CT argumenta não ser desejável alterar agora o ciclo diário para estes clientes (com os respetivos custos que a operação acarreta) para depois vir a extinguir o ciclo e obrigar os mesmos consumidores a adaptarem-se ao ciclo semanal.

Assim, a ERSE alterou apenas o ciclo diário aplicável aos clientes em BT, permanecendo o ciclo diário aplicável aos clientes de MT igual ao que se encontrava em vigor em 2008.

II\| – EFEITOS DA APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008

A posição da ERSE relativamente à aplicação da Lei n.º 12/2008 consta do comunicado de 23 de maio de 2008 segundo o qual "No setor elétrico, o valor líquido dos ativos correspondentes aos contadores que deixará de ser considerado no cálculo das tarifas ascende a cerca de 111 milhões de euros. Esta alteração será refletida no próximo processo de fixação de tarifas, considerando-se o seu efeito a partir da data de entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de maio de 2008).

Os valores anteriormente indicados serão certificados por entidades independentes de reconhecida idoneidade, de forma a assegurar todo o rigor no apuramento dos valores a excluir das bases de ativos das empresas reguladas".



Relativamente aos custos associados à periodicidade de faturação e de leituras e outros custos associados à implementação da Lei n.º 12/2008 na definição dos proveitos para 2009 e dos parâmetros para 2010 e 2011 os mesmos foram considerados tendo em conta as previsões da empresa, uma vez que as componentes "Z" previstas no Regulamento Tarifário devem ser utilizadas apenas para cobrir custos incorridos por iniciativa do regulador e que não tenham sido previstos para o período de regulação, pelo que estes custos não se encaixam nesta categoria, uma vez que os mesmos são passíveis de previsão antes do novo período de regulação.

Os custos que a empresa incorrer em 2008 devido à aplicação de Lei n.º 12/2008, uma vez que resultam de uma imposição legal de 2008 e, por conseguinte, não eram passíveis de previsão, serão considerados em 2010, no cálculo dos ajustamentos referentes a 2008 com base em valores reais, devidamente justificados e acrescidos de juros.

ANEXO – CUSTO DE CAPITAL

ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A maior parte dos comentários do Conselho Tarifário (CT), relativos aos valores propostos para o custo de capital das atividades reguladas, podem ser generalizados às várias atividades para as quais foi definido este parâmetro. Assim, muitos dos comentários do CT serão respondidos neste ponto.

Os comentários podem ser agregados consoante têm implícito que a definição do custo de capital pela ERSE sobrestima ou subestima o valor do custo de capital. Registe-se que o primeiro grupo de comentários está quase integralmente incluído no parecer do CT, enquanto o segundo grupo encontra-se em diferentes declarações de voto.

I - SOBRESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DA REN, SA

RISCO REGULATÓRIO

O CT no seu parecer afirma que o risco regulatório é um risco específico da empresa, irrelevante para um investidor com uma carteira perfeitamente diversificada.

Neste contexto importa clarificar o CT quanto ao conceito de risco regulatório. Num texto publicado pela ERSE⁵²⁷, o conceito de risco regulatório é definido do seguinte modo:

"(...) o aumento do risco regulatório traduzir-se-á no aumento do custo de capital: o acionista para estar disposto a investir na empresa exigirá um retorno esperado superior. De seguida desenvolver-se-á este conceito.

O risco regulatório surge então quando:

- 1) A aplicação de regras regulatórias não permite às empresas responderem a choques externos.
- 2) Se verifica imprevisibilidade das ações das entidades reguladoras.

O último caso integra-se no risco específico da empresa. A imprevisibilidade das ações das entidades reguladoras tem implicações na rendibilidade das empresas reguladas. Contudo, esta rendibilidade não varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Logo, como o risco é analisado na ótica do acionista, este, ao diversificar as suas aplicações, diminui o risco específico associado à regulação⁵²⁸ (...).

Pelo contrário, o primeiro tipo de risco regulatório não pode ser diminuído com a diversificação dos investimentos, integrando-se no risco sistemático da empresa. Observando os efeitos nos custos das

⁵²⁷ "Reflexão sobre o cálculo do custo de capital para as empresas reguladas", em *A Regulação da Energia em Portugal 2002-2007*, 2008.

⁵²⁸ Mesmo na regulação por incentivos, o risco regulatório (que aparece antes da determinação dos parâmetros regulatórios) é, tendo em conta a experiência das empresas e o processo de audição destas, relativamente conhecido e diversificável.



empresas decorrentes de "choques externos", o risco de uma empresa regulada por preços ou por proveitos máximos⁵²⁹ é maior do que o risco de uma empresa não regulada, sendo igualmente maior do que o risco de uma empresa regulada por custos aceites, porque não podem repercutir nos preços o aumento de risco. Essa diferença de risco é diminuída com a aceitação de custos decorrentes de "choques externos" como, por exemplo, a inflação.

Quando os choques externos têm implicações na procura o efeito é inverso. Registe-se que a diferença entre o risco das empresas reguladas e não reguladas diminui com o aumento do preço. Contudo, a regulação por incentivos limita, total ou parcialmente, a capacidade da empresa em aumentar os preços".

MATURIDADE DO ATIVO COM RISCO

O CT no seu parecer propõe que se considere como maturidade para o ativo sem risco, o curto prazo em lugar dos 10 anos das OT, tendo em conta que "o ativo que melhor se adequa ao risco das taxas de juro reguladas (...) será a de um ativo sem risco de curto prazo", que, no caso presente, variará numa base anual.

A associação do conceito de taxa de juro sem risco e de custo de oportunidade feita pelo CT não é a mais a mais correta. Recorde-se que o âmbito de definição do custo de capital é mais vasto do que o do custo de capital próprio e, conseqüentemente, ultrapassa o âmbito dos potenciais investidores nos títulos das empresas reguladas. Deste modo, a ênfase deverá ser dada à política de financiamento das empresas. Estas financiam os seus investimentos recorrendo a capital próprio e a capital alheio. As boas práticas financeiras aconselham a que os investimentos sejam financiados com recurso a meios financeiros com maturidades próximas dos períodos de vida útil dos investimentos. Assim, o facto de o ativo sem risco considerado no cálculo do custo de capital ter uma maturidade de longo prazo que reflete o período de vida útil médio de um ativo das empresas reguladas, sendo igualmente um incentivo para que os investidores mantenham o seu investimento durante este período. Deste modo, a taxa de juro sem risco deverá ter uma maturidade de longo prazo.

CONSIDERAÇÃO DOS BOLETINS DE ANÁLISE DOS BANCOS DE INVESTIMENTO

No que diz respeito à consideração dos boletins de análise dos bancos de investimento na definição do custo de capital sugerida no parecer do CT, importa sublinhar que os boletins desses bancos podem apresentar resultados bastante dispares quanto ao valor das empresas e ao custo de capital subjacente. Este facto decorre da avaliação aos ativos feito por estas entidades aplicar metodologias muito diferentes (DCF, EV/EBITDA, etc.) e muito dependentes dos pressupostos assumidos quanto às evoluções futuras das atividades dos ativos em análise. Por outro lado, os bancos de investimentos, sendo agentes de mercado, não são totalmente indiferentes à taxa de remuneração definida para qualquer ativo que esteja direta ou indiretamente cotado em bolsa. Em casos em que os bancos de investimento são importantes acionistas, a definição de um baixo custo de capital terá como efeito um aumento do valor da empresa, resultando num evidente benefício para o detentor da ação, e, neste caso, para o próprio banco de investimento que divulga este tipo de informação.

SUBESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DA REN

PRÉMIO DE RISCO DO MERCADO

A opção metodológica seguida pela ERSE na definição deste parâmetro, bem como o valor assumido, é posto em causa pelas diferentes empresas. Nesta crítica, apontam para valores situados entre 400 e 600 p.b., que em média são superiores ao intervalo apresentado pela ERSE.

Importa registar que a ERSE tem procurado recorrer a literatura científica para definição deste parâmetro. Esta opção justifica-se não só por uma questão de rigor metodológico, como também por entender que os

⁵²⁹ S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), *A study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities*.



analistas financeiros, integrados em grupos financeiros direta ou indiretamente envolvidos nos mercados financeiros, não são forçosamente isentos na definição do custo de capital.

Sem querer elencar de novo as razões que orientaram a decisão da ERSE na definição deste parâmetro, importa referir que a literatura relativa a este tema assume que o prémio de risco do capital próprio é substancialmente mais baixo do que os valores baseados nas médias de séries históricas parcelares, que foram apresentadas por vários autores até ao final da década de 90 do século passado. Assim, a teoria económica justificaria prémios de risco do capital próprio até 3%, enquanto alguns estudos publicados no final da década passada apontavam para prémio de risco acima de 6%. Esta diferença é chamada de *puzzle* do prémio de risco. Várias razões justificam esta diferença, sendo que uma delas, comumente aceite, refere a existência de uma bolha especulativa nos mercados internacionais, que terá atingido o seu ponto máximo em meados dos anos 90 do século XX. Assim, os valores que serviram de referência à ERSE nos primeiros períodos regulatórios resultam de séries que incorporavam a bolha especulativa.

Os estudos mais recentes relativos ao prémio de risco do capital próprio, baseados em séries históricas com dados mais recentes, apontam para valores substancialmente mais baixos do que os apresentados na década passada. Encontra-se neste contexto o estudo de "The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle"⁵³⁰, referido por diversas empresas nas suas declarações de voto, e que serve de base para os valores apresentados pela ERSE.

Por outro lado, em várias declarações de voto é por diversas vezes referido que a média geométrica é o melhor estimador para o prémio de risco esperado. Porém, no estudo "The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle", refere-se que a média aritmética é um bom estimador desde que as séries sejam estacionárias, caso contrário (como se verificou em vários mercados em certos períodos) a interpretação desta média é bastante difícil. O exemplo dado neste estudo é paradigmático: num período de extrema volatilidade no qual se verifica um aumento de 900%, seguido de um decréscimo de 90%, a média aritmética resultante, de 495%, muito dificilmente poderia ser utilizada para extrapolar qualquer variação posterior do prémio de risco.

Assim, a ERSE reitera que para séries com alguma volatilidade, como a que caracteriza a série do prémio de risco do capital próprio, o recurso a uma média geométrica é a opção mais consistente.

ESTRUTURA DA DÍVIDA

As dúvidas levantadas neste ponto quanto à metodologia seguida pela ERSE assentam nas seguintes constatações:

Para a determinação do WACC, o rácio entre a dívida e o capital próprio deverá ser definido com base nos valores de mercado da dívida e da empresa.

As empresas que desenvolvem as atividades reguladas (REN, SA, EDP Distribuição, EEM, EDA) não estão cotadas em bolsa.

Neste quadro, existem duas formas de definição da estrutura de capital: ou se define uma estrutura de capital teórica ou se define a estrutura de capital com base em dados contabilísticos. A ERSE optou pela segunda opção.

A utilização de uma estrutura teórica poder-se-á efetuar com base na análise de empresas semelhantes ou na definição de uma estrutura de capital que minimize o custo de capital da empresa. A ERSE considera a sua solução mais ajustada na perspetiva dos consumidores. Neste caso, as empresas beneficiariam de uma estrutura de capital de referência menos endividada, logo de um custo de capital mais elevado, o que

⁵³⁰ Dimson, E., Marsh, P e Staunton, M, *The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle*, 2006.



incentivaria as empresas a endividarem-se mais, beneficiando os acionistas do diferencial entre o custo de capital de referência e o custo real.

Considerando que os riscos de insolvabilidade são muito pequenos em empresas com monopólios naturais e reguladas, alguns reguladores europeus definem uma estrutura de capital teórica bastante alavancada de modo a potenciar a diminuição do custo de capital das empresas e, deste modo, beneficiarem os consumidores.

Porém, no quadro teórico referido anteriormente, isto é, considerando-se a estrutura de capital neutra até um determinado montante para o valor da empresa, optou-se por definir o custo de capital com base na estrutura de capital observada e não a um qualquer valor teórico. A ERSE tem presente que o recurso a dados contabilísticos não reflete da melhor forma a estrutura de capital de uma empresa. Porém, como estas empresas não são cotadas em bolsa, julga-se que o cálculo da estrutura de capital deste modo é uma boa aproximação.

Por outro lado, muitos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento. Assim, são as próprias empresas que, no quadro das suas condicionantes estruturais, definirão naturalmente a estrutura de capital que lhes é mais benéfica e que lhes diminui o seu custo de capital.

No caso particular da atividade de transporte, a proposta alternativa da REN, SA, que passa pela consideração da estrutura de capital do grupo REN, SGPS, com base no seu valor de mercado afigura-se não ser a mais adequada. Em primeiro lugar, porque a estrutura de capital do grupo REN, SGPS reflete não só as necessidades das atividades relacionadas com o setor elétrico, como também as necessidades das atividades relacionadas com o setor do gás natural e que têm grande importância neste grupo. Em segundo lugar, face à grande volatilidade, e queda, observada nas cotações bolsistas, a consideração de valor de mercado da REN SGPS apresenta dificuldades de previsão.

Foi a consideração destas evidências que orientou a ERSE na metodologia seguida.

PRÉMIO DA DÍVIDA

O prémio da dívida definido pela ERSE no custo de capital da REN, SA, é outro dos pontos sujeitos a comentários na declaração de voto da REN, SA.

O prémio da dívida calculado pela ERSE para a REN, SA teve por base os últimos dados disponíveis e facultados pela própria REN, SA em agosto de 2008 e relativos, não só aos seus custos de financiamento verificados, como também aos custos de financiamento que a REN, SA previa para o curto e médio prazos. A disponibilização destes dados ocorreu posteriormente ao envio em junho de 2008 das contas previsionais da REN, SA. Foram estes dados que levaram a REN a definir um prémio de risco mais baixo do que no anterior período regulatório.

A ERSE não tinha qualquer outra indicação fornecida pela REN, SA ou por outra fonte para a definição do prémio da dívida aquando dos cálculos finais do custo de capital em setembro de 2008.

A - ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A maior parte dos comentários do Conselho Tarifário (CT), relativos aos valores propostos para o custo de capital das atividades reguladas podem ser alargados às várias atividades para as quais foi definido este parâmetro. Assim, muitas das respostas aos comentários do CT já foram efetuados nas respostas aos comentários relativas à atividade de transporte de energia elétrica.

Como no caso da atividade de transporte de energia elétrica, os comentários podem ser agregados consoante têm implícito que a definição do custo de capital pela ERSE sobrestima ou subestima o valor do custo de capital. Importaria também lembrar as linhas de orientação seguidas pela ERSE na definição do custo de capital. Porém, como as linhas de orientação seguidas na definição do custo de capital são comuns



às diferentes atividades reguladas, no que diz respeito a este ponto remete-se para as respostas aos comentários relativas à atividade de transporte.

RISCO REGULATÓRIO

Este ponto já foi respondido na atividade de transporte de energia elétrica.

MATURIDADE DO ATIVO COM RISCO

Este ponto já foi respondido na atividade de transporte de energia elétrica.

CONSIDERAÇÃO DE UM ÍNDICE DE MERCADO QUE REFLITA O MERCADO EUROPEU NA DEFINIÇÃO DO BETA

O CT sugere testar a estimativa do beta utilizando um "índice de mercado de capitais europeus", o que se entende por um índice que reflita um mercado financeiro relevante mais amplo do que o nacional.

No documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011" refere-se que este exercício foi efetuado no caso da EDP para os seguintes índices internacionais: Ibex, CAC 40, DAX, Footsie 100 e S&P 500. Este exercício não foi alargado à REN por a percentagem de capital próprio detido nesta empresa por estrangeiros não ser significativa.

No caso da EDP, nenhuma estimativa foi escolhida em detrimento da estimativa resultando do PSI 20, pelos seguintes motivos:

Todos as estimativas do beta eram menos significativas do que no caso do índice PSI 20.

O beta da EDP face aos restantes índices europeus é de 0,5. Este valor é mais baixo do que o que geralmente é observado em *utilities* verticalmente integradas, onde a grande maioria dos negócios é desenvolvida em ambiente de mercado (as *utilities* espanholas, semelhantes, mas menos endividadas, apresentam betas entre 0,65 e 1,15).

Supondo que o mercado relevante é mais vasto do que o mercado nacional, é difícil definir qual o mercado mais adequado do que o nacional.

Foi por este último motivo que se procurou encontrar um índice composto de mercados bolsistas que pudesse definir o beta. Contudo, este exercício não apresentou um resultado significativo em termos estatísticos.

Neste contexto, considera-se que apesar da EDP ter um peso importante no PSI 20, o que poderá criar alguns problemas de endogeneidade, as consequências negativas daí decorrentes são menores do que as que poderiam decorrer da aplicação de qualquer metodologia alternativa.

DEFINIÇÃO DO RISCO DE CADA ATIVIDADE COM BASE NO DESVIO-PADRÃO DAS RENDIBILIDADES OPERACIONAIS

O comentário do CT quanto à utilização do desvio-padrão das rendibilidades operacionais do ativo para definir o risco das atividades é interessante, mas parte de uma base errada. O desvio-padrão das rendibilidades operacionais não foi utilizado para definir o risco das atividades, mas para hierarquizar o risco das diferentes atividades entre si, tendo em conta o valor médio definido para o grupo EDP. Sempre que possível este exercício foi complementado com o recurso a *benchmarking*.

Quanto à referência ao défice feita pelo CT, esclarece-se que a EDP Distribuição não tem défice tarifário.

CONSIDERAÇÃO DOS BOLETINS DE ANÁLISE DOS BANCOS DE INVESTIMENTO

Este ponto já foi respondido na atividade de transporte de energia elétrica.

EEM

Apenas os comentários da declaração de voto serão respondidos, tendo em conta que os comentários relativos ao parecer do CT, relativos à subestimação do beta, já foram tratados.



ESTRUTURA DA DÍVIDA

Este ponto já foi respondido na atividade de transporte de energia elétrica.

PRÉMIO DA DÍVIDA

Este ponto já foi respondido na atividade de transporte de energia elétrica.

DEFINIÇÃO DO BETA DA EEM

A EEM defende que se deveria ter considerado na definição do beta da EDP Distribuição empresas comparáveis. Porém, relembra-se que não existem na Europa empresas cotadas em bolsa que sejam unicamente distribuidoras de energia elétrica. Deste modo, qualquer *benchmarking* revestir-se-ia de um carácter consistente.

CONSIDERAÇÃO DAS ESPECIFICIDADES INSULARES DAS EMPRESAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A consideração das especificidades das Regiões Autónomas (RA) é um exercício complexo, que pode não produzir os resultados esperados.

Assim, importa lembrar que os Governos regionais têm um peso importante nas estruturas de capitais das empresas das RA. Não se pode comparar o risco de negócio de empresas que desenvolvem as suas atividades em situações equivalentes em termos geográficos e dimensão, mas em regime de mercado, com as empresas das RA.

A garantia dada pela presença do Estado na estrutura de capital destas empresas, num quadro de ausência de concorrência, conjuntamente com a estabilidade da regulação que lhes é aplicada poderão explicar que as empresas das RA obtenham *spreads* nas suas dívidas comparáveis com as empresas do Continente, apesar de serem mais endividadas e sujeitas a maiores condicionantes técnicas.

Registe-se aliás que estas empresas beneficiam de se lhes aplicar um custo de capital com base na estrutura de capital, menos endividada, observada nas empresas do Continente.

ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

No seu parecer, o CT defende que a taxa WACC não deveria ser aplicada à necessidade financiamento de curto prazo da EDP, SU. O ativo regulatório inclui todo o ativo necessário às empresas para exercerem as suas atividades, incorporando igualmente os ativos circulantes. Por outro lado, as necessidades de financiamento associadas à atividade da EDP, SU têm um carácter quase permanente. Assim, o fundo maneio está naturalmente integrado no ativo regulado, devendo-lhe ser aplicado a taxa definida através do WACC.

COMENTÁRIOS QUE TÊM IMPLÍCITO QUE O CUSTO DE CAPITAL PROPOSTO ESTÁ SUBESTIMADO

Remetem-se os comentários que têm implícito que o custo de capital se encontra subestimado para a leitura dos pontos estrutura e prémio da dívida já foram respondidos na atividade de transporte de energia elétrica.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*"⁵³¹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵³².

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁵³³ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2008*"⁵³⁴, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer até 15 de Novembro do corrente ano.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos e apreciados os seguintes documentos complementares:

- a) apresentados pela EEM:
 - Escritura de constituição da associação IPM-Iluminação Pública da Madeira, em 6 de setembro de 2006;
 - Ata da 1.ª reunião da assembleia intermunicipal da IPM, em 30 de novembro de 2006;
 - Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M publicado no *Diário da República, I série—N.º 5—8 de janeiro de 2007*, que regula a transferência da atribuição relativa à iluminação pública rural e urbana para os municípios da Região Autónoma da Madeira e o respetivo financiamento;
- b) apresentados pela ERSE:
 - Carta do Presidente do Conselho de Administração da ERSE contendo anexo: (Projeto de) Despacho Ministerial — Ministério da Economia e Inovação — de 12 de outubro 2007;
 - Carta da REN endereçada à ERSE, ref. ^a CA 294/2007, de 17 de outubro 2007;
 - Parecer jurídico do Prof. Doutor Diogo Leite de Campos.
- c) apresentados pela REN:
 - Documento intitulado "Custo dos dois CAE não cessados".

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. A proposta tarifária que é agora apreciada pelo Conselho Tarifário é a última proposta que terá em consideração os parâmetros fixados para o triénio regulatório 2006-2008.

⁵³¹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵³² Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵³³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵³⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



2. A presente proposta tarifária enferma de algumas imprecisões e da não atualização de gráficos relativamente ao documento da revisão extraordinária de tarifas para o último quadrimestre do corrente ano, os quais se considera conveniente corrigir no documento final.
3. O CT deteta, também, alguns aspetos omissos que, entende, deverem ser mencionados, na medida do possível, no documento final (v.g. custos de implementação da telecontagem, cuja conclusão do processo depende de acordo no âmbito do MIBEL; os sobrecustos inerentes à microprodução, cujo diploma foi publicado já após a entrega da proposta ao CT; interruptibilidade).
4. Igualmente, o CT considera desejável que, futuramente, a proposta da ERSE inclua os indicadores económico financeiros que retratem a situação financeira real das empresas reguladas, bem como o impacto da proposta nos resultados previsionais dessas empresas.

I/A - OPTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES / ADESAO CUSTOS E PREÇOS

1. O CT defende o princípio da máxima adesão entre custos e preços e consequentemente, pugna pela adoção das melhores previsões possíveis normalmente as mais recentes — e pela redução de encargos financeiros resultantes de desvios tarifários oriundos do desfasamento entre a previsão e a realização.
2. O início de funcionamento do MIBEL em 1 de julho de 2007, veio evidenciar a necessidade de seguir uma prática de atualização e de ajustamentos mais consentânea com esta realidade obviando, por um lado, a que a fixação final das tarifas se afaste da proposta apresentada ao Conselho e, por outro, a que se gerem desvios tarifários a recuperar mais tarde, com juros.
3. O CT retoma, por isso, uma sua anterior recomendação no sentido de possibilitar às empresas reguladas a atualização de pressupostos ou ajustamentos relevantes numa data mais próxima da apresentação da proposta.
4. Na sequência e concretização do defendido nos pontos anteriores, o CT recomenda ainda, à semelhança do que já propôs no [parecer](#) de 9 de janeiro de 2007, que a ERSE verifique, designadamente à luz do Decreto-Lei n.º 24 /2004, a oportunidade de introduzir um mecanismo de revisão trimestral das tarifas.
5. Assim, o CT recomenda a reanálise dos pressupostos da proposta tarifária, tendo em atenção a atual realidade dos mercados, designadamente do mercado de combustíveis.

I/B - AMORTIZAÇÃO DO DÉFICE

1. A amortização integral do valor do défice tarifário em dívida à REN no final de 2007, no montante de 389 431 milhares de Euros (valor constante da proposta e, entretanto, retificado para 466 240 milhares de Euros pela carta da ERSE já referida), constitui um elemento de extrema relevância no processo de fixação de tarifas e preços para a energia elétrica em 2008.
2. Sem prejuízo da óbvia necessidade de materialização atempada em suporte legal a publicar, esta decisão governamental irá permitir diminuir o défice tarifário criado desde 2006 bem como desonerar um volume não negligenciável de juros associados ao serviço da dívida. O CT congratula-se, pois, por este alívio nos custos do sistema elétrico nacional em conformidade com o disposto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 2264/2007, de 31 de maio.



3. Contudo, o CT alerta para que o sistema continua deficitário⁵³⁵ e que a conjuntura para os próximos anos, com evidente e generalizada pressão sobre os custos⁵³⁶, contribui para expectáveis dificuldades na contenção das variações das tarifas de venda aos clientes finais, situação sempre desfavorável, quer para os consumidores em particular, quer para a economia nacional em geral.
4. O CT considera que o remanescente do valor determinado pelo Despacho n.º 16982/2007, de 2 de agosto, relativo ao equilíbrio económico-financeiro pago pelos titulares dos centros hidroelétricos deve reverter a favor do setor elétrico, e em particular dos consumidores através da extinção do défice tarifário.

I/C - QUESTÕES PRÉVIAS À FIXAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO (2009-2011)

1. Considerando que um dos aspetos essenciais da regulação, quer para as empresas reguladas quer para os consumidores, é a estabilidade e previsibilidade da me a e que, pese embora ainda não concluído, o balanço do triénio regulatório 0062008 - caracterizado por uma enorme produção legislativa e regulamentar; pela evidenciação dum elevado défice tarifário; por intervenção política com efeitos diretos nas tarifas -, não tem sido o desejável, o CT entende pertinente salientar o seguinte:
 2. Por forma a não comprometer a estabilidade do próximo período regulatório, com prejuízo para as empresas reguladas e para os consumidores e com vista a corrigir omissões e deficiências para as quais este Conselho tem vindo a alertar nos seus pareceres, há aspetos de grande importância cuja definição deve ocorrer previamente à fixação de novos parâmetros de regulação
 3. Assim, o CT destaca ser indispensável que, o mais tardar até ao final do primeiro semestre de 2008, seja alterada e publicada a seguinte legislação e regulamentação:
 - a) revisão da lei orgânica da ERSE e subsequente recomposição do CT decorrente da nova organização do setor elétrico;
 - b) revisão da fórmula de cálculo das rendas de concessão de BT pagas aos municípios, ao abrigo do previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterando-se a situação atual de manutenção de um cálculo baseado na Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, garantindo a sua não indexação aos consumos.
 - c) transposição da diretiva comunitária 2004/8/CEE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de fevereiro, relativa à cogeração, cujo prazo de transposição terminou a 21 de fevereiro de 2006;
 - d) subregulamentação da microprodução prevista no Decreto Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro;
 - e) concretização plena do estabelecido no acordo relativo ao MIBEL, assinado a 8 de março de 2007, nomeadamente quanto à interruptibilidade, tarifas de acesso, telecontagem e garantia de potência.
 - f) revisão dos regulamentos da ERSE, mormente o Tarifário;
 4. O CT lembra também que, nos últimos anos tem solicitado à ERSE a elaboração de alguns estudos ou diligências complementares sobre matérias recorrentemente objeto de discussão neste Conselho, cuja necessidade se torna evidente e premente aquando da discussão de parâmetros regulatórios. Assim, o CT considera desejável que tais estudos, parte deles já iniciados, sejam atempadamente

⁵³⁵ Saldo em dívida de mais de 350 milhões de Euros em 2007 (cf. pág. 10 do documento da ERSE).

⁵³⁶ Custos de vários níveis e ordem: custos de produção do sistema, endógenos e exógenos, ambientais, mas também financeiros (financiamento e juros).



concluídos e enviados ao Conselho, na medida em que se entende fundamental que, dentro de um ano, quando se iniciar a discussão dos parâmetros regulatórios 2009-2011 e das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009, este deve estar munido, nomeadamente, dos seguintes elementos:

- a) estudo do impacte nas tarifas resultante da legislação aplicável à microprodução, conforme o recém-publicado Decreto Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro (v.g. sobrecusto energia e custos de investimento previstos no art. 21.º);
 - b) estudo sobre os custos das atividades reguladas de comercialização de energia elétrica;
 - c) estudo sobre o preço de referência do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores;
 - d) estudo comparativo, na UE15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos Produtores em Regime Especial (PRE);
 - e) estudo do impacte nas tarifas da implementação da telecontagem.
5. Finalmente, à semelhança do ocorrido aquando da última fixação de parâmetros, o CT gostaria que, até ao final do primeiro semestre de 2008, lhe fosse apresentado pela ERSE a metodologia, bem como a determinação do custo de capital, a adotar no próximo período regulatório (cf. ponto M) do [parecer](#) do CT de 15 de novembro de 2005).

II

ESPECIALIDADE

II/A - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. O CT tem vindo reiteradamente a manifestar a sua preocupação com o avolumar dos denominados *custos de interesse económico geral* que são repercutidos nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia elétrica⁵³⁷.
2. O CT tem igualmente sugerido à ERSE que use o seu magistério de competências de forma a que a legislação contemple medidas concretas tendentes à diminuição dos CIEG, constatando-se que, à exceção da Portaria n.º 481/2007, de 19 de abril, recentemente publicada, não foi desenvolvida legislação no sentido de controlar os custos mais relevantes dos CIEG.
3. O CT verifica que a instabilidade permanente dos CIEG — sem definição clara quanto ao conceito —, com a inclusão de novos custos, não permite a efetiva comparação da sua evolução anual.
4. Igualmente, verifica-se que alguns dos custos apresentados como novos CIEG já se encontravam internalizados no sistema tarifário com outras designações (v.g. CMEC, sobrecusto do agente comercial, défice tarifário).
5. Pelo que, o CT recomenda à ERSE a redefinição dos CIEG excluindo da mesma os exemplos constantes no ponto que antecede e proceda às devidas alterações ao capítulo referente a este tema.
6. Finalmente, por razões de transparência e de plena informação do consumidor, o CT reitera a sugestão de que os comercializadores explicitem, pelo menos uma vez por ano, após a fixação de tarifas, o montante de CIEG incluído na fatura ou uma simulação.

⁵³⁷ cf. pareceres emitidos desde 2003.

**II/B TAXA DE OCUPAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO MUNICIPAL NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)**

1. A ERSE incluiu na proposta de tarifas e preços para 2008, como custo aceite da EEM, um montante que, só nesse ano, ascende a 6,9 milhões de Euros relativo a direitos de passagem devidos pela empresa regulada aos municípios da Madeira, valor que representa 0,56% do total dos CIEG incluídos na proposta e aproximadamente 0,13% do total das tarifas de venda a clientes finais.
2. A taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira foi criada, com efeitos reactivos a 1 de janeiro de 2006, pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de janeiro, que transferiu para os municípios daquela Região Autónoma a "*obrigação de prover iluminação pública rural e urbana e, nomeadamente, a obrigação de suportar os encargos inerentes a essa atribuição.*"
3. À espera daquele diploma legal, foi entretanto criada por todos os Municípios da RAM a IPM-Iluminação Pública da Madeira, associação de municípios para fins específicos⁵³⁸, que logo deliberou, em assembleia geral de novembro de 2006, que o montante a pagar pela EEM pelos direitos de passagem resultará da aplicação duma taxa única anual de 7,5%, ao valor das vendas em baixa tensão, com evolução estimada diretamente indexada à variação de preços e quantidades consumidas em baixa tensão.
4. Ao serem internalizados nas tarifas, tais custos serão maioritariamente suportados pelos consumidores do Continente que, desta forma, por via da convergência tarifária com aquela Região Autónoma, acabarão por ser os principais pagadores da taxa criada pelo Governo da Região Autónoma da Madeira.
5. Ora, o Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, quando estendeu às Regiões Autónomas a competência regulatória da ERSE, fê-lo para partilha dos benefícios da convergência dos sistemas elétricos nacionais, ao abrigo dos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado, contribuir para a correção das desigualdades das Regiões Autónomas resultantes da insularidade e do seu carácter ultraperiférico.
6. O referido diploma legal, contudo, não define nem exemplifica o que devem ser considerados sobrecustos de convergência a pagar pelos consumidores do Continente.
7. O CT entende que a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de janeiro de 2007, com efeitos reactivos a 1 de janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultraperiférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa.
8. Sem colocar em causa, nesta sede, o direito da EEM ser ressarcida do custo em que incorrerá, o CT considera que a taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira, a ser explicitada de forma autónoma na fatura, deve ser exclusivamente suportado pelos consumidores dessa Região.

⁵³⁸ *Em cujo objeto consta, entre outros:*

"a) Assegurar o provimento de iluminação pública rural e urbana a todos os municípios associados, assumindo todos os encargos inerentes a esse objetivo, incluindo os encargos inerentes à iluminação pública rural e urbana das vias de comunicação (rede de estradas regionais complementares) não concessionadas, bem como assegurar a constante regularização das dívidas de iluminação pública de cada município associado;" e

"e) Representar os municípios perante a empresa prestadora do serviço público de transporte e distribuição de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira em matéria de regularização das dívidas de consumo próprio de energia de cada município, nos termos a definir em deliberação da Assembleia Intermunicipal; A Associação poderá, nomeadamente, efetuar o pagamento dessas dívidas em representação dos municípios com as verbas que lhe sejam destinadas, para esse efeito, pelos municípios;" (cf. art. 3.º dos Estatutos).



9. O CT destaca que a criação desta taxa, não se traduz numa operação de neutralidade financeira, mas sim num financiamento aos Municípios da RAM, por todos os consumidores, e em particular pelos consumidores do continente, em resultado do diferencial entre as taxas recebidas e os encargos de consumo de IP.
10. O CT sugere que a ERSE sensibilize as entidades competentes em matéria de fixação de novas taxas que possam recair sobre o setor elétrico, sobre a necessidade de estabelecer um diálogo com o regulador quanto a medidas com impacto nas tarifas e preços da energia elétrica, devendo tais taxas serem explicitadas de forma autónoma na fatura e não internalizadas nas tarifas, e benefício da transparência.

II/D - FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

1. O preço dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores constitui matéria sobre a qual o CT se tem pronunciado frequentemente.
2. O [Regulamento Tarifário](#) de Agosto de 2005, impôs às Regiões Autónomas uma aproximação faseada (seis anos) ao preço do fuelóleo para a EDP na Central de Setúbal e passou a incorporar como critério de aceitação dos custos previsionais com fuelóleo para a EDA aquele que é praticado naquela central⁵³⁹.
3. O CT constata:
 - como lugar paralelo, que o preço de combustíveis praticado na Região Autónoma da Madeira em 2006, aceite pela ERSE, sendo embora o resultado dum concurso público internacional — contrariamente à fixação do preço do fuelóleo na RAA que obedece a um quadro de legislação próprio⁵⁴⁰ —, excede os valores de referência de Setúbal, aplicados à RAA.⁵⁴¹
 - que no concerne aos custos aceites com o fuelóleo da EDA no ano 2006, a ERSE na presente proposta, determinou-os em função da metodologia prevista no RT, considerando como referência o valor realizado em Setúbal naquele ano e os custos incorridos pela EDA, no ano de 2005.
 - que a utilização do mecanismo previsto no RT conduz à consideração de um preço do fuelóleo para a EDA no ano de 2006, inferior em 31,8 euros/tonelada (237,7 €/ton - 269,5 €/ton) ao conseguido pela EDP, para o mesmo ano, para a sua central de Setúbal.
4. O CT considera que a rápida evolução do preço de combustíveis nos mercados internacionais é incompatível com processos de aceitação de custos, fundamentados num desfazamento temporal de um ano, relativamente aos custos reais incorridos pelas empresas.
5. Face ao que, entende o CT que a ERSE, deverá:
 - a) concluir a realização de um estudo económico comparativo sobre os combustíveis nas Regiões Autónomas e no Continente, que possibilite o conhecimento das respetivas especificidades e

⁵³⁹ Reconhecendo embora a ERSE que "O custo unitário do fuelóleo consumido é mais elevado nas centrais da EDA do que na central de Setúbal. Esta circunstância deve-se ao facto da aquisição de fuelóleo para as centrais da EDA se efetuar em quantidades mais pequenas do que para a central de Setúbal" cf. Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008" dezembro 2005, pág. 233.

⁵⁴⁰ Decreto Legislativo Regional n.º 6/91/A, de 8 de março, Portaria n.º 13/2002, de 7 de fevereiro, Resolução n.º 186-B/2002, de 19 de dezembro.

⁵⁴¹ A aplicação da fórmula 58 do Regulamento Tarifário, resulta na consideração para a EDA (São Miguel) de um custo do fuel 380 muito inferior ao aceite para a EEM (Madeira/Funchal), isto é, 256,7 €/ton contra 298,4 €/ton (páginas 96 e 203 do documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008").



permita a determinação de um custo fundamentado em padrões de referência internacional ente aceites e reconhecidos, quer para o fuelóleo, quer para o custo do transporte e armazenagem ajustados àquela região;

- b) ponderar futuramente as soluções mais adequadas ao processo de aceitação de custos com o fuelóleo na RAA, atendendo quer à evolução dos preços do mercado de combustíveis, quer às especificidades no abastecimento àquela Região.

II/E - SERVIÇOS DE SISTEMA

1. No que respeita aos Serviços de Sistema (SS), o CT constata existir incoerência entre o estabelecido no Regulamento Tarifário, sobre o qual o CT emitiu parecer, e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, a qual tem provocado alterações ou omissões nos textos de suporte das últimas propostas tarifárias submetidas a parecer deste CT. Assim:
 - a) no documento final das tarifas de 2007 (designadamente nas páginas 104, 168 e 284), está identificado um valor estimado dos SS para 2007 de 105 536 milhares de euros, e menciona-se que este montante está refletido na UGS incluída na tarifa de venda da REN.
 - b) na proposta tarifária de setembro a dezembro de 2007 refere-se:
 - a. nas páginas 9 e 45 que a tarifa UGS do ORT recupera os proveitos da GGS que incluem os custos da gestão do sistema e da contratação de serviços de sistema.
 - b. na página 54 que o RT aprovado em junho de 2007, de acordo com legislação recente introduzia alterações nos preços da UGS. Acrescenta ainda que a parcela I da UGS está associada aos custos com a gestão do sistema, dos quais os SS representam uma parcela significativa.
 - c. E mencionado ainda que o custo unitário dos SS de 2,65 €/MWh, apesar de não estar explicado, é possível aferir que foi calculado tendo em conta o valor anual acima mencionado e o consumo associado à UGS.
 - c) no documento final de suporte às tarifas de setembro a dezembro de 2007 a ERSE afuma:
 - a. na página 26 que os custos dos SS são recuperados através de pagamentos diretos dos agentes que participam no mercado ao acerto de contas e atribui à AEE do CUR esse custo valorizado a 2, €/MWh, retirando o custo da UGS.
 - b. na página 56, por maior aderência ao RT, *"que parte destes custos com serviços de sistema são devidos aos desvios horários de energia dos agentes (produção e consumo) podendo ser imputados diretamente aos agentes que participam no mercado em função dos desvios. Uma outra parte dos custos não dependem das características de um agente em particular, dependendo sim das características do sistema electroprodutor como um todo. Não contribuindo os agentes para este custo o mesmo deve ser recuperado através da tarifa UGS"*.
 - d) Finalmente, na proposta tarifária para 2008, no quadro 2-1 da página 30 classifica de novo a UGS como tarifa da REN para recuperar os custos com SS, embora seja considerado um valor nulo no quadro 4-33 para os referidos custos. No documento não surge de forma clara a valorização dos SS na AEE do CUR, embora se admita que sejam 2€/MWh, tal como referenciado em nota do quadro 4-38 — Produção em regime especial.
2. Sem prejuízo da necessidade de revisão do RT acima já referenciada, o CT recomenda que seja mantida coerência com o disposto no RT, de nível hierárquico superior relativamente ao Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, garantindo-se transparência no cálculo dos custos do sistema



associados ao sistema electroprodutor como um todo bem como a universalidade na sua aplicação, remetendo-se para o acerto de contas os serviços associados aos desvios dos agentes.

II/F PROVEITOS PERMITIDOS

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

1. No seu parecer sobre a proposta de tarifas para 2007 o CT expressou a sua preocupação quanto ao equilíbrio económico-financeiro da EDP SU, nomeadamente tendo em conta que a respetiva base de custos proposta para 2007 (e agora também para 2008) resulta da base definida para 2002 e subsequente evolução, o que leva a que o nível de custos aceites represente cerca de 70% dos custos previstos.
2. Também foi então salientado que a EDP SU tem necessidades financeiras acrescidas e não remuneradas pela regulação atual, dado os encargos decorrentes das necessidades de fundo de maneiio, avolumadas pelos défices e desvios tarifários existentes, e agora acrescidas com alteração do regime de compras de energia elétrica verificada pela entrada em funcionamento do MIBEL.
3. A este propósito, refira-se que os comentários feitos pela ERSE ao citado parecer não colhem, no entendimento do CT, dado que as necessidades de fundo maneiio resultantes da diferença temporal entre os pagamentos a fornecedores os recebimentos não são remuneradas. Também a referência a que os desvios e défices tarifários são recuperados com juros não se afigura, ao CT, positiva, dado que se tem vindo a insistir na necessidade da recuperação dos desvios o mais rapidamente possível.
4. Mantendo-se a situação descrita, o CT manifesta a sua preocupação pela degradação da situação económico-financeira da EDP SU, apresentada no quadro seguinte, que só o facto de esta se encontrar inserida num grupo económico mais abrangente permite suportar.

| EDP SU | 2007 | | Propostas de Tarifas 2007 | | | | |
|-----------------------------|------------------|----------------|---------------------------|------------------|----------------|------------------|------------------|
| | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2008 |
| PROVEITOS PERMITIDOS | 1.338.789 | 90.990 | 2.555.452 | 2.646.442 | 93.781 | 2.982.303 | 3.076.085 |
| Proveitos | 1.335.939 | 94.091 | 2.473.585 | 2.567.676 | 94.360 | 2.972.157 | 3.066.517 |
| Ajustamentos | 2.851 | -3.101 | 81.867 | 78.766 | -579 | 10.146 | 9.568 |
| CUSTOS | 1.356.782 | 123.252 | 2.561.577 | 2.684.830 | 124.071 | 2.972.157 | 3.096.228 |

(1) - O resultado líquido do 1.º semestre de 2007 não contempla ainda todos os juros correspondentes à sua dívida financeira
Fonte: Proveitos permitidos - Tarifas 2007 e Proposta 2008; Custos — EDP SU

REN TRADING

Dado o início recente da atividade da REN Trading, o CT recomenda a monitorização atenta do equilíbrio económico-financeiro da mesma.

II/G - CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

1. O CT, no seu [parecer](#) sobre a proposta de Regulamento Tarifário de junho de 2007, recomendou "*que os encargos referentes aos contratos de interruptibilidade voltem a ser incluídos nos proveitos permitidos no próprio ano a que respeitam*".
2. O CT constata que a atual proposta de tarifas não inclui qualquer custo relativo aos contratos de interruptibilidade, criando não só um vazio tarifário pontual no ano 2008, como também a duplicação



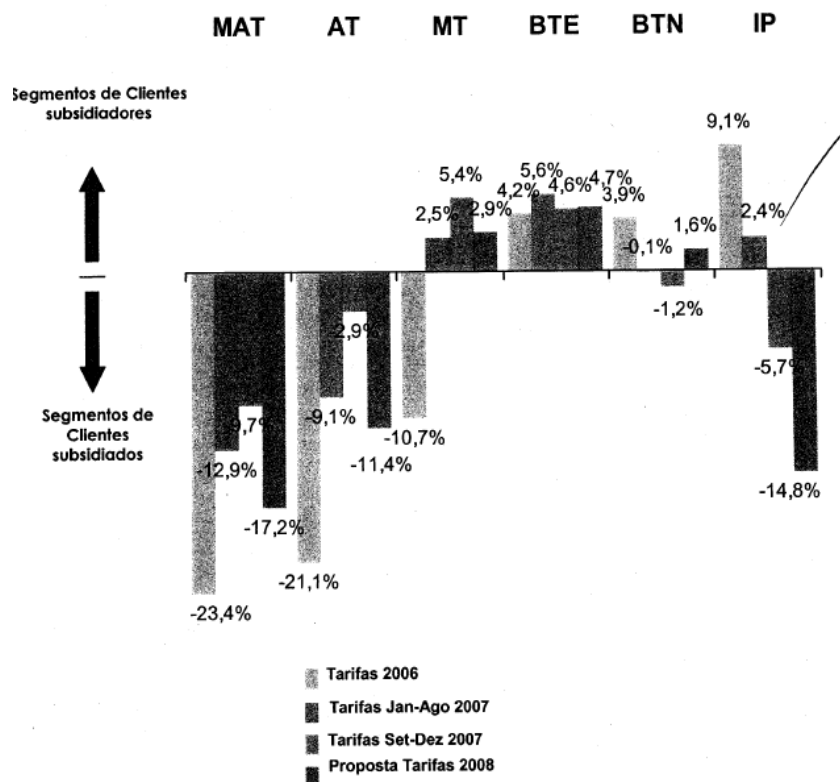
do correspondente desvio tarifário que atingiria no final do referido ano cerca de 93 milhões de euros⁵⁴².

- De acordo com o regulamento tarifário que vigorou até 30 de junho de 2007, os custos de interruptibilidade, ocorridos até então, deveriam ser recuperados no ano seguinte, o que também não se encontra na proposta.
- O CT recomenda que a ERSE analise e pondere a aproximação entre custos e proveitos.

II/H - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

- O CT, em pareceres anteriores, tem manifestado a sua adesão à aditividade tarifária por a considerar um dos princípios-chave da regulação associado à transparência e equidade tarifária.
- No entanto, incidindo a análise sobre a evolução em termos globais do preço médio dos macro segmentos de clientes — MAT, AT, MT, BTE, BTN, IP - tal como se pode observar no gráfico seguinte, conclui-se não existir uma tendência consistente na convergência para a referida aditividade, independentemente da trajetória de cada opção tarifária dentro destes segmentos.

Evolução dos preços médios para a aditividade nas tarifas do Continente de 2006, 2007 e na proposta para 2008 (*)



(*) Nota: A distorção tarifária foi determinada com base nas quantidades e nos preços (TVCF e por atividade) constantes em cada um dos documentos de tarifas publicados pela ERSE entre 2006 e 2007 e na proposta tarifária para 2008.

⁵⁴² Fonte REN.



3. Da leitura do gráfico constata-se que 2 segmentos são sempre subsidiados (verificando-se nesta proposta a inversão da recente trajetória para a aditividade), outros 2 são sempre subsidiadores e, 2 ainda, ora subsidiam, ora são subsidiados.
4. Neste entendimento, o CT sublinha a necessidade de se manter uma trajetória objetiva e consistente para a aditividade, quer em termos globais, quer individualizada por opção tarifária.
5. Recomenda ainda o CT que estes gráficos, bem como o referente às opções tarifárias, sejam incluídos no documento final das tarifas para o ano 2008 e seguintes, relativamente ao continente e às RA.

II/I - FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS

1. Os fatores de ajustamento para perdas são publicados anualmente pela ERSE o despacho que fixa as tarifas constando, também, da proposta ora em análise.
2. Aquando da elaboração dos perfis de perdas relativos a 2007, para a afetação aos comercializadores das energias entradas na rede, nos termos do a REN apresentou novos valores de perdas que foram considerados na elaboração dos referidos perfis.
3. Na proposta apresentada, a ERSE mantém os fatores de ajustamento estabelecidos em despacho do ano transato, não aplicando as perdas aprovadas de acordo com os novos perfis.
4. Assim, o CT sugere a retificação dos valores constantes da proposta em análise em conformidade com os fatores de ajustamento recentemente apresentados.

II/J - REVISÃO TARIFÁRIA ASSOCIADA AO DECRETO-LEI NO 240/2004, DE 27 DE DEZEMBRO

1. Tendo em conta a possível titularização dos CMEC em 2008, considera-se da maior relevância garantir a aplicação do estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, designadamente nas matérias não contempladas expressamente no atual RT.
2. O CT solicita que a ERSE explicita no documento final os atos a praticar e a respetiva calendarização, tendo em vista a aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, designadamente no que respeita às revisões tarifárias (algumas com simultaneidade) previstas nesse Decreto-Lei:
 - a. Artigo 5.º, n.º 7 — revisão tarifária que ajusta o valor do CMEC de acordo com a taxa aprovada no âmbito do processo de titularização;
 - b. Artigo 12.º, n.º 5 - revisão tarifária inerente à parcela de acerto referente à correção do valor 2007;
 - c. Artigo 11.º, n.º 8 e n.º 10 — revisões tarifárias decorrentes do mecanismo de revisibilidade, que ocorrem em datas pré-definidas (mês de abril, caso o ajustamento a realizar seja positivo; mês de julho, caso o ajustamento a realizar seja negativo).

I/L - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA (PPEC)

Sem prejuízo de uma avaliação autónoma, a importância do PPEC e a sua repercussão nas tarifas, justificam a recomendação do CT para que o último relatório sobre a aplicação do PPEC esteja aprovado e disponível aquando da discussão da proposta tarifária.

II/M - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. Tem sido entendimento reiterado do CT que a melhoria continuada da qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas constitui um dos pressupostos fundamentais de uma adequada regulação, em particular, no que respeita à fixação de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços.



2. A dupla missão da ERSE traduzida na proteção dos interesses dos consumidores em relação à qualidade do fornecimento de energia e na obrigação de informar os agentes do setor, determina a apresentação anual de um relatório sobre a qualidade de serviço relativo às atividades de transporte e distribuição de energia elétrica.
3. O CT regista e sublinha como aspeto positivo a apresentação pela ERSE no quadro da presente "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008*", do "*Relatório da Qualidade de Serviço — 2006, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal*", estruturado em três volumes, que apresentam respetivamente o sumário executivo, a análise da informação da qualidade de serviço prestada pelas entidades do SEN e a informação base sobre qualidade de serviço de natureza técnica e comercial nas diversas redes de transporte e distribuição.
4. Da análise ao "*Relatório da Qualidade de Serviço 2006, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal*", o CT destaca:
 - a) O cumprimento generalizado pelo operador da entidade oncessionária da rede nacional de transporte dos indicadores de qualidade estabelecidos no RQS;
 - b) Dos dez operadores em rede de distribuição exclusivamente em BT, apenas cinco remeteram informação à ERSE sobre a qualidade de serviço comercial, verificando-se, relativamente aos mesmos, situações pontuais de incumprimento do estabelecido no RQS;
 - c) O cumprimento por parte da EDP Distribuição dos valores padrão estabelecidos no RQS para os indicadores gerais de qualidade de serviço;
 - d) O aumento do incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço pela EDP Distribuição face ao ano de 2005;
 - e) Cumprimento de todos os padrões dos indicadores de qualidade de serviço comercial por parte da EDP Distribuição, exceto no que respeita ao indicador "Percentagem de clientes em BTN com pelo menos uma leitura no último ano civil", salientando-se, ainda, assim, uma melhoria no valor deste indicador face aos anos anteriores;
 - f) O cumprimento por parte da EDA quanto aos indicadores gerais de qualidade, com exceção do indicador relativo à percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas na sequência de interrupções acidentais, indicador esse que passou a ser calculado a partir de janeiro de 2007.
 - g) Apresentação por parte da EEM de informação relacionada com a qualidade comercial embora o RQS só tenha sido obrigatório a partir de janeiro de 2007.
5. O CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte e distribuição de energia elétrica continuarem a apostar na melhoria continuada da qualidade de serviço, aspeto cada vez mais relevante para os consumidores portugueses, num contexto de equilíbrio entre preço e qualidade, para o qual a regulação deve garantir as condições adequadas.

II/G - DOCUMENTO COMPLEMENTAR RELATIVO À COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. O CT continua a valorizar a análise autónoma visando uma comparação de tarifas e preços no seio da União Europeia, com principal incidência na comparação com Espanha em consonância com a construção do MIBEL.



2. O CT reitera, contudo, a sua apreensão quanto aos valores pouco consistentes e realistas apresentados pelo EUROSTAT e regista os parcos desenvolvimentos metodológicos⁵⁴³, já anunciados no passado.
3. A própria ERSE reconhece, no documento referente à comparação internacional, de forma bem mais clara e destacada - tanto na introdução como na conclusão -, a divergência e inconsistência dos valores apresentados pelo organismo oficial da Comissão face aos dados coligidos pelo Grupo dos Reguladores Europeus de Eletricidade e Gás Natural (ERGEG)⁵⁴⁴. Ainda assim, o referido documento continua a apresentar duas partes independentes com evidente destaque, pela dimensão e profundidade, para a secção relativa aos dados do EUROSTAT.
4. O CT sublinha que as posições relativas de preços calculadas com base nos dados do EUROSTAT, referidos pela ERSE, são frequentemente retomados pela comunicação social em moldes dificilmente justificáveis quer pelos representantes dos consumidores, quer pelas entidades reguladas e mesmo pela entidade reguladora.
5. E, assim, opinião do CT que, nos documentos definitivos relativos à comparação internacional dos preços de energia elétrica, se deve manifestamente relativizar a comparação com base nos dados do EUROSTAT. O CT sugere que seja feita a inversão da ordem de mérito da apresentação das duas fontes de informação, com substancial redução dos atuais dados produzidos pela Comissão. Esta situação manter-se-á enquanto não se procederem às devidas adaptações e correções metodológicas que tornem mais realistas e representativos os valores em análise.
6. O CT apoia, nesse sentido, o desenvolvimento e aperfeiçoamento da iniciativa de comparação internacional dos preços de energia elétrica no seio do ERGEG, alargando-a em particular a todos os consumidores tipo. O CT reitera o seu apoio a uma maior difusão das conclusões e experiências obtidas pelo ERGEG.
7. O CT concentra, agora, a sua atenção na segunda parte comparativa das tarifas e preços, que retoma o exercício iniciado há dois anos pelo ERGEG, sendo um exemplo interessante de abordagem ao focar, em particular, as tarifas de acesso, vitais para a difícil construção de mercados energéticos supranacionais. Realça ainda a dificuldade de autonomizar as várias componentes, fiscais e não fiscais, nos diversos Estados Membros.
8. A comparação apresentada, país a país, está mais robusta devido à diminuição do número de Estados com falta de informação⁵⁴⁵, mas traz, inevitavelmente, fortes variações da média aritmética calculada para a UE e, conseqüentemente, dificuldades na apreciação do posicionamento relativo de Portugal em termos dinâmicos⁵⁴⁶. E para evitar esta volatilidade que o CT insiste na justeza de um processo comparativo mais restrito entre os EM (UE15, PA12). Considera o CT que não se perde informação de forma significativa pois antes de um mercado europeu de energia, assistiremos à emergente criação de mercados regionais.
9. O foco comparativo com o mercado vizinho aparece claramente como uma das preocupações por parte da ERSE. Persiste, contudo, a necessidade de encontrar um modelo que vá para além da comparação pura e simples nos dois países, permanecendo desejável, entre outras, uma normalização das variáveis estruturais que influenciam os respetivos níveis de preços.

⁵⁴³ Inexistente no caso dos consumidores domésticos.

⁵⁴⁴ A título elucidativo, veja-se a diferença entre o preço para o lb: enquanto que o Eurostat apresenta um valor de 13.55, o ERGEG contabiliza 15.21 (valores com IVA incluído).

⁵⁴⁵ Em 2006, 9 estados não forneceram informação contra 5 no presente ano.

⁵⁴⁶ A título de exemplo, enquanto que a média europeia do preço de energia elétrica para o consumidor-tipo DC estava abaixo dos 10 cêntimos por kWh em 2006, encontra-se agora em mais de 13 cêntimos.

**10.** Esta secção merece ainda os seguintes considerandos:

- 10.1. O CT reitera o seu interesse pela tabela constante do quadro 3.6 (pág. 34 do documento) onde se pretende inventariar as diferentes políticas fiscais dos estados europeus que, para além do IVA, incidem sobre os preços de energia elétrica. Consta o CT que a referida tabela é em todo idêntica à publicada no ano anterior, pelo que se solicita a atualização regular destes dados. Uma sistematização e atualização anual desta tabela seria proveitosa para as futuras comparações internacionais de preços.
- 10.2. O CT solicita esclarecimento sobre se os preços constantes do capítulo 5 estão expressos já incorporando o IVA ou não
- 10.3. O CT sugere que as diferentes componentes do preço de energia elétrica deveriam passar a estar todas referenciadas em cêntimos de Euros por kWh, com duas casas decimais. Os inevitáveis arredondamentos dos valores em Euros por kWh elou de outro nível decimal conduzem a imprecisões 06) incompatíveis com a ordem de grandeza em análise.
- 10.4. A decomposição do preço de energia para o consumidor-tipo DC constante do quadro 5.1, na página 69, parece inconsistente com o valor apresentado na figura 5.1 da página 58, assim como a decomposição do preço médio da tarifa de acesso às redes do consumidor-tipo Ig constante do quadro 5.3, na página 71, quando confrontado com a figura 5.4 da página 60⁵⁴⁷.
- 10.5. O CT não entende o conteúdo da conclusão "*os custos de interesse geral e impostos praticados em Portugal estão relativamente alinhados com a média*", na página 66, quando a figura 5.13 evidencia custos mínimos para Portugal. Por outro lado, parece existir um aparente paradoxo na afirmação "*Por fim, no que diz respeito aos custos de interesse geral e impostos, os valores em Portugal estão relativamente alinhados com a média, estando Portugal entre os países com menor carga fiscal sobre os preços de energia elétrica e com menores custos de interesse geral*" da página 76.
- 10.6. Logo que consolidado o trabalho do ERGEG, o CT recomenda que seja efetuada uma comparação dinâmica dos dados compilados.

CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2007.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#): ver pg. 437 e ss.

⁵⁴⁷ Respetivamente, 15,21 cent/kWh contra 0.1322 €/kWh e 0.0096 Euros/kWh contra 0.7 cêntimos Euros/kWh.



◆ Resposta da ERSE ◆

I. GENERALIDADE

A ERSE acolhe a sugestão do Conselho Tarifário de passar a incluir na proposta de tarifas a apresentar ao Conselho Tarifário indicadores que retratem a situação económica e financeira real das atividades reguladas, bem como o impacto da proposta nos resultados previsionais dessas empresas. A este propósito recorda-se ao Conselho Tarifário que este objetivo só é possível, desde que as empresas cumpram com o estabelecido no Regulamento Tarifário e nas normas complementares emitidas pela ERSE, enviando informação que permita proceder a esta análise, nomeadamente, balanços e demonstrações de resultados previsionais por atividade, bem como pressupostos subjacentes à dívida financeira (plano de amortização da dívida existente, taxas de juro, período de carência e número de reembolsos, para empréstimos tipo).

Em relação aos aspetos que o CT considera omissos na proposta de tarifas e que devem ser mencionados, referindo-se especificamente aos temas da telecontagem, da interruptibilidade e da microgeração, esclarece-se o seguinte:

- Relativamente aos "custos de implementação da telecontagem" importa referir que esta questão se encontrava em discussão no âmbito de uma consulta pública lançada pela ERSE devidamente enquadrada no âmbito do MIBEL. A 5 de Dezembro foi apresentado um estudo de avaliação a S. Exa. o Ministro da Economia e da Inovação devidamente justificado sobre esta matéria, que se disponibiliza na página da internet da ERSE. Nos termos deste estudo, previamente à alteração dos sistemas de medida existentes é proposta a implementação de um projeto piloto que permitirá evidenciar de forma rigorosa os benefícios alcançados e, por conseguinte, o mérito do projeto.
- Ainda no âmbito do MIBEL, nomeadamente nos termos do Acordo de 8 de março entre os governos de Portugal e de Espanha, que prevê que a abrangência do regime de interruptibilidade se limite aos clientes de mercado, estão a decorrer trabalhos, nos quais a ERSE está representada, no sentido de alterar o enquadramento legislativo em conformidade.
- No que diz respeito à nova legislação sobre microgeração, informa-se o CT que o impacto económico inerente à sua entrada em vigor é reduzido. De acordo com o parecer da ERSE ao referido diploma o impacto global com incidência num período alargado de anos seria de 0,5%, sendo que a contribuição para o sistema elétrico em potência e energia seria reduzida (90MW, 180GWh).

I/A - OTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES / ADEÇÃO CUSTOS E PREÇOS

A existência de tarifas de venda a clientes finais do CUR obriga a que as mesmas sejam calculadas de forma aditiva, adicionando os custos de aquisição de energia no mercado às tarifas de acesso às redes, por forma a assegurar-se que não haja perturbação do funcionamento do mercado retalhista e a fomentar a eficiência económica na afetação de recursos.

A ERSE concorda com o parecer do CT no que diz respeito à necessidade de procurar uma maior aderência em cada momento, entre custos e tarifas. Em particular, importa desenvolver mecanismos de maior adequação entre a dinâmica dos custos de aprovisionamento de energia e de atualização das tarifas de venda a clientes finais. A dinâmica dos custos de aprovisionamento de energia depende das opções de contratação utilizadas pelo CUR. Neste sentido, a ERSE considera ser oportuno tratar este tema no âmbito da próxima revisão regulamentar na qual será ouvido o Conselho Tarifário.

I/B - AMORTIZAÇÃO DO DÉFICE

A decisão de afetar uma parte do montante do valor respeitante ao equilíbrio económico-financeiro, a pagar pelos respetivos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização



dos recursos hídricos, calculado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, na amortização integral do saldo dos défices tarifários devidos à REN acumulados a 31 de dezembro de 2007, é da competência do Governo, através do Ministério da Economia e Inovação (MEI).

Do mesmo modo, a extinção do restante défice tarifário por afetação do remanescente daquele montante pago pelos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, competirá igualmente ao Ministro da Economia e Inovação.

I/C - QUESTÕES PRÉVIAS À FIXAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO (2009-2011)

A ERSE está de acordo com as preocupações manifestadas pelo Conselho Tarifário relativamente à necessidade de atempadamente serem contempladas algumas disposições legislativas e regulamentares de forma a não comprometer a estabilidade do próximo período de regulação que se inicia em 2009.

Nesse sentido, e no que respeita aos assuntos enunciados pelo Conselho Tarifário nas alíneas a), c) e d), por se tratarem de matérias da competência do Governo, a ERSE irá transmitir ao Ministério da Economia e Inovação as preocupações manifestadas pelo Conselho Tarifário.

Relativamente à revisão da fórmula de cálculo das rendas de concessão de BT, de acordo com o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, encontra-se em curso na ERSE a elaboração de uma proposta relativamente a esta matéria que será apresentada ao Ministério da Economia e da Inovação, após consulta ao Conselho Tarifário.

No que respeita ao Plano de Compatibilização Regulatória no âmbito do MIBEL, as matérias identificadas pelo Conselho Tarifário fazem parte do conjunto de estudos que se encontram a decorrer e que oportunamente serão publicamente divulgados, como foi o caso do estudo de avaliação relativo à adoção de um sistema de telecontagem para consumidores domésticos.

Relativamente aos estudos mencionados nos pontos 5 e 6, a ERSE compreende a preocupação assinalada pelo Conselho Tarifário de que os mesmos deverão ser finalizados e disponibilizados atempadamente ao Conselho Tarifário antes de ser iniciada a discussão dos parâmetros regulatórios para o período 2009-2011 e das tarifas para 2009.

No entanto, e tal como é referido, alguns deles já foram iniciados como é o caso dos mencionados nas alíneas c) e d) do ponto 5, constantes do Plano de Atividades da ERSE, pelo que em devido tempo será dado conhecimento ao Conselho Tarifário.

I. ESPECIALIDADE

II/A - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO E GERAL (CIEG)

A ERSE não só partilha das preocupações do Conselho Tarifário relativamente ao avolumar dos CIEG como tem vindo a alertar as entidades com as respetivas competências legislativas para o peso crescente que os CIEG têm vindo a assumir nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia elétrica.

Conforme aprovado em sede de revisão do Regulamento Tarifário, constituem a parcela II da tarifa de uso global do sistema os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a saber (i) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira; (ii) o sobrecusto do agente comercial; (iii) a parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico; (iv) os custos com a ERSE; (v) as transferências para a Autoridade da Concorrência; (vi) os défices tarifários de BT e BTN, gerados em 2006 e 2007, respetivamente; (vii) os custos com as sociedades OMIP, SA e OMI Clear, SA; (viii) os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo; e (ix) o diferencial de correção de hidraulicidade, bem como os custos relativos aos CMEC.

Os custos elencados correspondem a custos efetivamente suportados pelos consumidores de energia elétrica, mas que não são gerados pelas infraestruturas que lhe estão inerentes, pelo que devem, no



entender da ERSE, ser considerados como custos de interesse económico geral. Deste modo, e por questões de transparência, entende a ERSE manter a definição que utilizou no documento da proposta de tarifas para 2008 apresentado ao Conselho Tarifário.

Relativamente ao ponto 6, e conforme já referido anteriormente⁵⁴⁸, a ERSE concorda com o CT quanto à importância da transparência na informação a prestar pelos comercializadores de energia elétrica. Porém relativamente à sua sugestão de as faturas emitidas para os clientes explicitarem o montante de CIEG, trata-se de uma questão a tratar no âmbito de uma discussão pública inserida numa revisão regulamentar, a decorrer durante o ano de 2008. Com efeito esta matéria tem impacto na atividade livre de comercialização de energia elétrica importando, por conseguinte, consultar os comercializadores.

Esta matéria integra-se aliás numa preocupação mais alargada que a ERSE pretende ver discutida, concretamente o nível de detalhe de informação da fatura de energia elétrica.

II/B - TAXA DE OCUPAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO MUNICIPAL NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

A ERSE tomou em consideração os comentários aduzidos pelo Conselho Tarifário relativamente ao facto de "... a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de janeiro, com efeitos retroativos a 1 de janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultraperiférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa."

Neste sentido, a ERSE não considerou nos proveitos permitidos da Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) para 2008, os valores de 6,6 e 6,9 milhões de euros referentes, respetivamente, a 2006 e 2008, relativos aos custos com a taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira, tal como não havia considerado nos proveitos permitidos em 2007 um valor de 6,4 milhões de euros.

Acresce ainda que a solução defendida pelo Conselho Tarifário de que o ressarcimento deste custo fosse suportado exclusivamente pelos consumidores da Região Autónoma da Madeira, sendo explicitado de forma autónoma na fatura, não é exequível de ser implementada desde já, uma vez que esta situação não se encontra, neste momento, prevista no Regulamento Tarifário em vigor.

Neste sentido, este assunto terá de ser tratado em sede de revisão regulamentar no âmbito de uma consulta pública, a promover oportunamente pela ERSE.

Assim, a ERSE acolhe a proposta do Conselho Tarifário e disponibiliza-se para encontrar uma solução de compromisso que compatibilize os interesses dos consumidores da Região Autónoma da Madeira sem colocar em causa o equilíbrio económico e financeiro da EEM, na perspetiva de que estes custos não sejam pagos pelos consumidores do Continente.

O impacto de uma afetação direta dos custos de 2006 e 2008 acima referidos, nas tarifas dos consumidores da Região Autónoma da Madeira em 2008, seria cerca de 12%.

II/D - FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

A ERSE, como já referido, tem já no seu Plano de Atividades para 2008 a realização de um estudo sobre os custos de fuelóleo na Região Autónoma dos Açores (RAA) de modo a permitir equacionar no próximo período de regulação a alteração da forma de aceitação destes custos estabelecida no atual Regulamento Tarifário.

Entretanto, a ERSE ajustou a metodologia de cálculo dos ajustamentos dos custos com o fuelóleo em 2006 tendo passado a utilizar os valores reais de 2006, como referência, indo assim ao encontro, também, do

⁵⁴⁸ Vide Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007" - IB



comentário do Conselho Tarifário. Esta alteração conduziu a um acréscimo de custos de 9,5 milhões de euros.

II/E - SERVIÇOS DO SISTEMA

Nas tarifas para 2008 são previstos custos com os serviços de sistema a cobrar pelo gestor de sistema aos agentes no mercado. Nesta medida, o custo de aprovisionamento de energia elétrica no mercado grossista pelos comercializadores inclui estes custos de serviços de sistema. É o caso do comercializador de último de recurso, cujo preço médio de aquisição de energia elétrica inclui o pagamento dos serviços de sistema.

No mercado organizado de serviços de sistema, o gestor de sistema aprovisiona as suas necessidades de reserva e os produtores oferecem a sua capacidade disponível em cada hora. À semelhança da venda de energia no mercado, é expectável que o custo associado à prestação destes serviços de sistema em regime de mercado seja inferior ao custo apurado no âmbito dos CAE. De facto, verifica-se que em Espanha o custo com serviços de sistema associados à reserva terciária e secundária é inferior a 2 €/MWh pelo que se considerou o valor referido para Portugal, numa perspetiva conservadora.

Em 2007, após o início do MIBEL, os serviços de sistema passaram a ser imputados diretamente aos agentes de mercado, através do procedimento de acerto de contas de desvios, como previsto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Na tarifa de uso global do sistema, e de acordo com o Regulamento Tarifário, são cobrados os custos de funcionamento associados ao gestor de sistema.

Em rigor, os custos dos serviços de sistema que possam ser imputáveis aos agentes do mercado grossista que incorrem em desvios aos seus programas, deverão ser-lhes cobrados diretamente, incidindo esses custos sobre os agentes que lhes dão origem. Por outro lado, os custos dos serviços de sistema cuja origem não seja atribuível diretamente a cada agente deverão ser incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperados com uma estrutura tarifária adequada, garantindo-se transparência na determinação e divulgação dos custos do sistema associados ao sistema electroprodutor como um todo bem como a universalidade na sua afetação. No âmbito do Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha, em particular no que diz respeito às tarifas de acesso às redes, procurar-se-á discutir esta matéria de forma harmonizada no quadro do MIBEL.

Acrescenta-se por fim que a discussão a ter sobre os serviços de sistema liga-se com o tema da transparência dos processos de decisão do gestor do sistema. Para esse efeito, importa realçar a importância da separação funcional entre o gestor de sistema e o operador da rede de transporte e proprietário dessa rede. A individualização dos custos associados a estas duas atividades, bem como a sua efetiva separação funcional, está na base da construção e harmonização do modelo do mercado aplicável aos serviços de sistema e à forma de imputar estes custos aos consumidores.

II/F - PROVEITOS PERMITIDOS

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A EDP Serviço Universal foi constituída a meio de um período de regulação, para o qual já se encontravam definidos o modo de regulação e fixados os parâmetros de regulação a vigorar para todo o período.

Apesar disso, a empresa constituiu-se sem os ativos fixos que anteriormente se encontravam afetos à atividade de Comercialização, decisão que, desde logo, acarreta um desfasamento da realidade ao modo de regulação que tem estado, desde 2002, associado àquela atividade.

Esta decisão de gestão, em conjunto com o facto de a empresa continuar a não conseguir assegurar que os restantes custos atinjam níveis adequados de eficiência, induziu a ERSE a iniciar um trabalho envolvendo a EDP Serviço Universal com o objetivo de definir a forma de regulação que melhor se adapte à atividade de comercialização, compatível com uma atividade que não possui ativos imobilizados.



Obviamente que as conclusões deste estudo agora em curso só poderão ser implementadas após a nova forma de regulação a ser consignada no Regulamento Tarifário. Assim, o impacto desta alteração só será sentido no próximo período de regulação, com início em 2009.

REN TRADING

A regulação económica para além da proteção dos clientes deve assegurar simultaneamente o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas em condições de gestão eficiente, pelo que a preocupação do Conselho Tarifário, em assegurar o equilíbrio económico-financeiro da REN Trading, encontra-se salvaguardada neste princípio.

Acresce referir, que de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, a ERSE encontra-se em vias de finalizar uma proposta de mecanismos de incentivos à boa gestão da REN Trading dos contratos de aquisição de energia elétrica remanescentes e das licenças de emissão de CO₂, que será oportunamente submetida a parecer do Conselho Tarifário.

II/G - CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE considera ser importante procurar a aderência entre os custos e as tarifas em cada ano, bem como a adequação dos pagamentos associados à interruptibilidade aos correspondentes custos evitados no sistema electroprodutor. De acordo com este princípio, os custos com a interruptibilidade previstos para o ano *t* deveriam ser refletidos nas tarifas do ano *t*. Apesar disso, a repercussão dos custos de interruptibilidade nos termos do Regulamento Tarifário em vigor é efetuada com um diferencial de 2 anos. Considerando que a alteração desta situação não é isenta de impactes tarifários importa encontrar uma forma de transferir estes custos que acautele impactes excessivos num só ano. Tendo em conta este enquadramento considera-se que este tema deve ser tratado em sede da próxima revisão do Regulamento Tarifário.

Por último importa referir que no contexto do desenvolvimento do MIBEL e na sequência do acordo entre Portugal e Espanha estão a ser desenvolvidos novos enquadramentos legais para a interruptibilidade. Na sequência dessas alterações legais será também oportuno considerar alterações ao Regulamento Tarifário que venham a permitir uma maior coincidência temporal entre custos e tarifas no que diz respeito à interruptibilidade.

II/H - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A ERSE concorda com o parecer do CT ao considerar a aditividade tarifária como um princípio-chave da regulação em termos de transparência e equidade.

No que diz respeito aos pontos 2., 3. e 4. considera-se que outro princípio-chave da regulação em termos de tarifas é proteger os consumidores finais de variações bruscas nos preços. Assim, a aplicação de um mecanismo de convergência para tarifas aditivas promove a aditividade de forma gradual e progressiva.

Quando as alterações de estrutura das tarifas aditivas são especialmente relevantes, como foi o caso das recentes alterações ocorridas devido à legislação publicada em 2006 e 2007, é possível que a distância para as tarifas aditivas aumente, mesmo havendo convergência tarifária. Dessa forma a alteração do objetivo para o qual as tarifas convergem pode, num determinado ano, ser de grandeza superior à convergência verificada nesse ano e, por essa via, pode gerar a ideia de que houve divergência tarifária.

Por outro lado, as tarifas em 2006 e em 2007 estiveram sujeitas a limites de preços impostos pela legislação em vigor, situação esta exógena ao modelo de convergência tarifária e, como tal, perturbadora do ritmo de convergência da estrutura das tarifas para o referencial aditivo.

Os subsídios cruzados entre níveis de tensão e opções tarifárias identificados pelo CT são uma preocupação para a ERSE que considera importante que estes venham a diminuir ao longo do tempo, especialmente num contexto de maior estabilização da macroestrutura do tarifário. Nesse sentido, a ERSE aceita a



sugestão do CT de incluir o gráfico do ponto 2. e a restante análise no documento final das tarifas para 2008.

II/I - FATORES DE AJUSTAMENTOS PARA PERDAS

Conforme sugerido pelo CT, a ERSE procedeu à adoção dos novos valores, apresentados pela REN em 2007, de fatores de ajustamento para perdas relativos às redes de transporte em MAT e AT.

II/J - REVISÃO TARIFÁRIA ASSOCIADA AO DECRETO-LEI N.º 240/2004, DE 27 DE DEZEMBRO

A ERSE acolhe a solicitação do Conselho Tarifário de ficar expresso no documento final das tarifas para 2008 o seu comprometimento em proceder às alterações tarifárias em conformidade com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, sem, no entanto, as calendarizar com exatidão, uma vez que, embora com data prevista, a conclusão do processo de titularização dos CMEC, por parte da EDP Gestão da Produção, não se encontrar ainda garantida.

II/L - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (PPEC)

A ERSE concorda com a recomendação do CT, no sentido de o relatório do PPEC ser conhecido aquando da discussão da proposta tarifária.

De facto, e de acordo com os prazos publicados nas Regras do PPEC, a ERSE envidará esforços no sentido do seu melhor cumprimento, permitindo que no dia 31 de julho de 2008 sejam aprovadas as candidaturas ao PPEC 2009, e que findo o prazo de reclamações, sejam então conhecidos publicamente os resultados do concurso.

II/M - QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE reconhece-se nos comentários realizados pelo Conselho Tarifário em relação à qualidade de serviço.

II/N - DOCUMENTO COMPLEMENTAR RELATIVO À COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

Conforme apontado pelo CT e pela própria ERSE, os dados de preços recolhidos através do Eurostat enfermam de vários problemas, nomeadamente no que se refere à falta de consistência dos valores apresentados. Estas inconsistências são evidenciadas pelas divergências entre os valores dos preços de energia elétrica publicados pelo Eurostat e pelo ERGEG. No caso do Eurostat a informação é fornecida pelos governos e no caso do ERGEG pelas entidades reguladoras. Esta situação decorre da utilização de pressupostos diferentes, por alguns países, na aplicação das tarifas para o mesmo consumidor-tipo.

Face aos problemas evidenciados, a ERSE opta pela não publicação do documento complementar relativo à comparação internacional dos preços de energia elétrica em 1 de janeiro de 2007 de modo a evitar que dele se retirem conclusões potencialmente erradas. No entanto, e porque se reconhece a mais valia que um estudo de comparação internacional de preços apresenta, a ERSE vai empenhar-se na realização de um trabalho em cooperação com a CNE, no âmbito do MIBEL, que permita a obtenção de resultados credíveis e fidedignos ao nível da comparação internacional de preços da eletricidade (Mercado Ibérico), dando seguimento ao expresso no parecer do CT.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁴⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo⁵⁵⁰ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Em 28 de junho de 2007, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário uma "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007*" solicitando a emissão de parecer.

Em cumprimento do solicitado, o CT vem pronunciar-se, para o que, sobre a "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007*" emite o seguinte parecer:

I - GENERALIDADE

1. A revisão extraordinária de tarifas objeto do presente parecer resulta expressamente do disposto no artigo 5.º do decreto-lei aprovado em Conselho de Ministros a 1 de julho de 2007, e ainda não publicado, que estabelece um conjunto de disposições destinadas a promover o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade.
2. O CT regista o esforço da ERSE na célere produção dum documento circunscrito ao cumprimento do disposto legalmente, sendo que as tarifas revistas apenas terão aplicação no último quadrimestre do ano de 2007.
3. O CT regista que o CUR (EDP Serviço Universal) não consta como uma das entidades objeto de consulta o que, naturalmente, deverá ser corrigido.
4. O CT sublinha positivamente o carácter sintético do documento havendo, no entanto, algumas omissões na justificação de opções (v.g. taxas consideradas no cálculo da anuidade do CMEC, explicitação de alguns valores constantes das tabelas ilustrativas) que deveriam constar da proposta.
5. O facto dos CMEC entrarem em vigor a 1 de julho, mas a revisão extraordinária só vigorar a partir de 1 de setembro e surgindo, ao longo do documento, referências a 1 de julho, 1 de setembro e outubro, cria confusão e insegurança na leitura do documento, o que importaria corrigir.
6. O CT nota ainda que a revisão agora em curso permite recuperar custos com a convergência tarifária que lhe estão associadas, contribuindo para a futura cessação das tarifas em função do uso existentes nas Regiões Autónomas.
7. Reitera, ainda, o CT a sua preocupação com os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). É certo que a presente revisão, embora onere esta tipologia de custos por via da diminuição do preço de referência utilizado para cálculo de sobrecusto dos PRE (renováveis, mas, também, cogeração) procede, sobretudo, a uma reclassificação de custos já existentes no sistema, em sintonia aliás, com algumas recomendações e preocupações expressas pelo CT (v.g. inclusão em CIEG dos custos com a ERSE, equidade na repartição de custos por todos os consumidores).

⁵⁴⁹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁵⁰ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



8. Assim, embora registre positivamente o facto de, a partir de agora, sob a denominação CIEG se evidenciarem com rigor os valores totais destes custos, o CT recomenda que para efeitos de divulgação pública sejam abundantemente explicitadas as razões deste aumento (51,5%). Igualmente, recomenda-se a uniformização dos quadros das páginas 7 e 168.
9. Mais, o CT renova a sua preocupação com o elevado montante de CIEG, a sua forma de repartição (o sobrecusto das energias renováveis e das rendas aos municípios é suportado quase exclusivamente pela BT) e lembra que a redução, que se impõe, de algumas das suas parcelas depende da revisão dos respetivos regimes legais.
10. Na atual reestruturação tarifária — que traduz o culminar de um processo anunciado desde 2005 -, mantendo o princípio de tarifas de acesso iguais para todos os consumidores (quer se encontrem no mercado ou no CUR), estas passam, no entanto, a refletir de forma equitativa todos os custos que lhes estão associados.
11. Contudo, a inexistência dum período de transição faseado, traduz-se num aumento médio da tarifa de acesso de 17,2% o qual, a par da subsidiação cruzada de tarifas que originam distorções e desequilíbrios ao nível do desenvolvimento da concorrência, poderá ter como consequência o regresso ao CUR de parte dos consumidores no mercado.

II- ESPECIALIDADE

A - FACTURAÇÃO DOS CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

1. De acordo com o definido no enquadramento legal e regulamentar em vigor⁵⁵¹, os encargos mensais relativos aos CMEC a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são obtidos por aplicação do preço da potência contratada incluída na UGS às quantidades faturadas por este último operador.
2. Contudo, nesta proposta de tarifas, para além de estarem previstas transferências mensais (do operador da rede de distribuição para o operador da rede de transporte), foram definidos preços de energia para a parcela II da tarifa de uso global do sistema, 0.0056 €/kWh (cf. quadro 4-2) que também estão a ter em consideração a recuperação dos custos com os CMEC (cf. quadro 3-16).
3. Assim, o CT recomenda a reanálise do trajeto de faturação e cobrança dos CMEC desde o operador da rede de transporte, passando pelo operador de rede de distribuição até ao consumidor final, por forma a garantir coerência na faturação.

B - TRANSFERÊNCIAS PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS

O CT nota que os montantes mensais que o operador da rede de transporte deverá transferir para as Regiões Autónomas ao longo do último quadrimestre de 2007 (cf. quadro 3-21, pág. 52), respeitantes a custos com convergência tarifária, não são iguais aos custos com convergência tarifária reconhecidos nos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema (cf. quadro 3-4, pág. 27), pelo que o CT recomenda que se clarifique o valor a considerar.

⁵⁵¹ Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio e Regulamento Tarifário (RT), de junho de 2007.



C - ANUIDADE CMEC

A proposta da ERSE é totalmente omissa quanto à taxa aplicada no cálculo da anuidade dos CMEC, bem como quanto à demonstração dos valores, quer da compensação, quer das parcelas que integram o valor global atribuído à cessação dos CAE.

Esta omissão, por razões de compreensão e transparência deve ser corrigida clarificando-se designadamente, se como pressuposto do cálculo da anuidade está a ser aplicado o disposto no art. 5.º n.º 4 b) i) do Decreto Lei 240/2004 ou seja, a taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor.

D - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. A requalificação de custos operada com a presente proposta evidencia agora, o valor global dos CIEG de 1.043 Milhões de Euros, o que corresponde a 20,7% do preço médio das tarifas de venda a clientes finais, ressaltando-se, entre outros, os seguintes custos:

Custos de Interesse Económico Geral

| | JAN/2007 (1) | SET/2007(2) | SET_2007/JAN_2007 | % do global |
|--------------------------------|--------------|-------------|-------------------|-------------|
| Sobrecusto PRE_FER(Ren+res.) | 189988 | 285504 | 50,27% | 27,36% |
| Sobrecusto PRE_NFER(Cogeração) | 181375 | 255308 | 40,76% | 24,47% |
| Sobrecusto RAA | 0 | 3397 | n.a | 0,33% |
| Sobrecusto RAM | 0 | 830 | n.a | 0,08% |
| CMEC | 0 | 68592 | n.a | 6,57% |
| Sobrecusto do Agente Comercial | 0 | 112583 | n.a | 10,79% |

Nota

(1) Estrutura dos CEG JAN/2007 difere de 2006 incluindo outros custos no montante de 15M€

(2) Em SET/2007 foram incluídos os sobrecustos RAA; RAM; Agente Comercial e CMEC, no montante de 185M€

2. Pese embora as alterações estruturais que se têm verificado no setor, o CT verifica que, apesar de reiteradamente ter vindo a manifestar a sua preocupação com o avolumar dos custos de interesse económico geral, continua a constatar a inexistência de medidas que reduzam e corrijam os mesmos, em especial:
 - 2.1 Relativamente aos PRE-FER (renováveis e resíduos), o CT considera fundamental: (i) rever os mecanismos de cálculo da remuneração às energias renováveis; (ii) incentivar a concorrência entre as diferentes formas de energias renováveis; (ii) explorar o potencial de energia hídrica.
 - 2.2 Relativamente aos PRE-NFER (cogeração), constatando o impacto provocado pela alteração legislativa de 2002 que permitiu o aumento de 463%, (entre 2002 e 2007) dos custos com a energia produzida em cogeração, o CT sugere que a ERSE envie junto das entidades competentes esforços no sentido de incentivar a cogeração de elevada eficiência, introduzindo urgentemente mecanismos de auditoria e de monitorização e garantindo a divulgação dos respetivos resultados.
 - 2.3 Relativamente às RENDAS dos MUNICÍPIOS, o CT denota que, embora o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto de 2006, preveja a aprovação de um novo diploma sobre as rendas aos municípios, este valor continua a ser calculado com base na Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril de 2001⁵⁵², pelo que, o CT reitera a URGÊNCIA na adaptação da regulamentação referente às rendas aos municípios, tendo

⁵⁵² Que estabeleceu o valor destas rendas, a pagar pelo concessionário de BT aos municípios, com base numa percentagem das suas vendas em BT ao município no ano anterior (atualmente é de 7,5% a nível global).



em conta as necessidades de separação das atividades de distribuição e de comercializador de último recurso, bem como de promoção de eficiência energética.

E - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

1. Um dos princípios que deve estar subjacente a toda e qualquer revisão tarifária consiste na aditividade das tarifas.
2. A aditividade tarifária tem por objetivo assegurar uma maior transparência das tarifas, garantindo designadamente que as tarifas pagas correspondam aos respetivos custos, impedindo-se a subsídio cruzada entre segmentos tarifários.
3. A proposta em análise, após a mudança estrutural em termos tarifários, não prossegue o movimento natural de convergência tarifária, registando um afastamento por parte dos níveis de tensão mais baixos e em MAT (cf. figura 4.4 a página 72.), com impacto no desenvolvimento do mercado.
4. Neste contexto, o CT sublinha a necessidade e utilidade da proposta final poder justificar este aspeto.

Aprovado em 13 de julho de 2007.



◆ Resposta da ERSE ◆

GENERALIDADE

A revisão extraordinária de tarifas objeto do parecer do Conselho Tarifário em 13 de julho de 2007, resultou do disposto no artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 264/2007 de 24 de julho de 2007.

A ERSE teve em consideração as recomendações feitas pelo Conselho Tarifário, tendo procedido à apresentação das justificações de cálculo dos CMEC, referenciada no ponto 4, bem como às alterações sugeridas nos pontos 5 e 8.

Relativamente ao ponto 11, as tarifas de acesso às redes são calculadas através da soma de todas as tarifas por atividade relacionadas com o uso das infraestruturas. Estas tarifas são pagas pelos comercializadores em substituição dos consumidores sendo refletidas nas tarifas finais que aplicam aos seus clientes. Como previsto no Regulamento Tarifário, aprovado em processo de consulta pública, as tarifas de venda a clientes finais são calculadas por forma a convergirem para tarifas aditivas que refletem todos os custos causados, calculadas por adição das tarifas de acesso às redes, com a tarifa de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso. No referido processo de discussão pública foi definido que este processo de convergência seria um processo gradual de eliminação das subsidiasões cruzadas por forma a limitarem-se os acréscimos máximos observados por cada cliente. Importa referir que esta subsidiação cruzada assume atualmente um valor reduzido.

A consideração de um período faseado para a introdução dos CMEC nas tarifas de acesso às redes não tem suporte legal. Para além da inabilitação legal de semelhante medida, importa referir que uma eventual limitação da internalização dos CMEC nas tarifas de acesso às redes seria suportada pelos clientes do comercializador de último recurso na tarifa de energia, limitando-se a descida tarifária das tarifas de venda a clientes finais.

Por último, importa referir que na proposta de alteração das tarifas apresentada ao Conselho Tarifário os custos com os serviços de sistema encontravam-se incluídos na parcela I da tarifa de uso global do sistema. Os serviços de sistema prestados essencialmente pela produção e eventualmente por alguns consumidores com capacidade de interrupção rápida são necessários para assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Estes serviços são adquiridos em regime de mercado aos agentes referidos anteriormente pelo gestor de sistema como comprador único. Considera-se que parte destes custos com serviços de sistema são devidos aos desvios horários de energia dos agentes (produção e consumo) podendo ser imputados diretamente aos agentes que participam no mercado em função dos seus desvios. Uma outra parte destes custos não depende das características de um agente em particular, dependendo sim das características do sistema electroprodutor como um todo. Não contribuindo os agentes para este custo os mesmos devem ser recuperados através da tarifa de uso global do sistema.

Com a aprovação do manual de procedimentos do acerto de contas estes custos de serviços de sistema passaram a ser pagos diretamente ao acerto de contas pelos agentes que participam no mercado. Assim nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de setembro considera-se que a tarifa de uso global do sistema na sua parcela I recupera apenas os custos inerentes às funções de gestão do sistema e acerto de contas, não incluindo os custos com os serviços de sistema. Os custos com os serviços de sistema integram os custos de energia de cada comercializador e em particular os do comercializador de último recurso, sendo incluídos por conseguinte na sua tarifa de energia.

II - ESPECIALIDADE

A – FACTURAÇÃO DOS CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

Como salientado pelo Conselho Tarifário, o preço da parcela II da UGS do operador da rede de transporte apresentado na proposta de tarifas incluía, erradamente, o pagamento dos CMEC. De facto, o percurso



normal de faturação dos CMEC, embora no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, não passa pela tarifa de UGS do ORT, mas sim pela faturação em separado entre este e o operador da rede de distribuição, da faturação dos CMEC realizada pelo ORD aos clientes, em cada mês. A tarifa de UGS do ORT foi corrigida em conformidade.

Adicionalmente, em virtude do desalinhamento temporal entre a cessação dos CAE e a revisão tarifária da tarifa de UGS, foi determinado que o comercializador de último recurso procede à transferência do duodécimo correspondente aos CMEC diretamente para o ORT, nos meses de julho e agosto. A partir dessa data a faturação dos CMEC segue o percurso normal.

B - TRANSFERÊNCIAS PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS

A ERSE procedeu à compatibilização dos valores referentes aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira constantes dos quadros 3-4 e 3-21.

C - ANUIDADE DOS CMEC

A ERSE procedeu à inclusão dos pressupostos subjacentes ao cálculo dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), no capítulo 3.2.2 do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007".

Assim, o valor anual da parcela fixa dos CMEC de 68 592 milhões de euros, relativo a 2007, foi calculado tendo por base a informação constante no documento "Draft – 31 de maio – Custos de manutenção do equilíbrio contratual – Cálculo do valor inicial para as centrais térmicas e hídricas da EDP Produção – RESERVADO", produzido conjuntamente pela REN e pela EDP, disponibilizado à ERSE até à data.

Os principais pressupostos utilizados no referido documento foram os seguintes:

Taxa de inflação – 2%.

Taxa de atualização dos valores anuais (taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa (OT's com vencimento em junho de 2014), em vigor no dia 21 de maio de 2007 (5.º dia útil anterior à assinatura dos acordos de cessação), acrescida de 0,25 pontos percentuais – 4,61%.

Data de referência – 1 de julho de 2007.

Valor atualizado dos contratos das centrais térmicas – 2 482 milhões de euros.

Valor atualizado dos contratos das centrais hídricas – 5 620 milhões de euros.

Produções anuais das centrais decorrentes de estudos de simulação do sistema electroprodutor ibérico efetuados, com o Modelo VALORAGUA, em janeiro de 2005, tendo por base os preços de combustíveis estabelecidos no Decreto-Lei n.º 240/2004.

Preço de referência de mercado (valor médio anual), que inclui a garantia de potência e os serviços de sistema – 50 €/MWh.

Taxa de juro anual utilizada para cálculo da renda anual dos CMEC da EDP Produção, conforme Despacho n.º 15 291/2007, de 15 de junho – 5,22%.

D – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

Partilha-se a preocupação do Conselho Tarifário no que respeita à recente evolução acentuada dos custos de interesse económico geral que apresentam 43% das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

Esta matéria merecerá a melhor atenção da ERSE.



E – ADITIVIDADE TARIFÁRIA

Como expressado pelo CT, as opções tarifárias de MAT, AT Longas utilizações e algumas opções de BTN <20,7 kVA observam descidas tarifárias muito embora os preços fixados em dezembro de 2006 estejam abaixo dos novos preços aditivos para 2007.

Esta evolução tarifária, embora represente uma divergência de preços (com as tarifas aditivas) em termos absolutos, é na verdade um movimento convergente com as tarifas aditivas em termos relativos (ou seja, considerando a variação global de preço das tarifas). As opções de MAT, AT LU e algumas opções de BTN observam uma descida tarifária menor (em módulo) do que a variação média global, o que traduz uma convergência relativa dos preços destas opções tarifárias para as tarifas aditivas, face ao cenário base que é a variação geral de todos os preços igual à variação tarifária global.

A situação evidenciada decorre da opção tomada relativamente à margem de convergência para tarifas aditivas na fixação de tarifas excepcionais em 2007. Sobre esta decisão é preciso notar que num contexto de fixação de tarifas para um regime de mercado completamente novo, sem informação histórica disponível, é recomendável toda a prudência nas previsões da ERSE e dos agentes, em particular sobre o preço de energia no mercado e na estrutura dos preços da tarifa de energia. Desta forma, justifica-se uma convergência para tarifas aditivas muito gradual, sem provocar impactes significativos que poderiam vir a comprovar-se desnecessários e em oposição de fase. De qualquer modo, em relação à variação média global, cada opção tarifária das tarifas de venda a clientes finais varia em termos relativos de modo coerente com o sentido das tarifas aditivas.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁵³.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁵⁴.

Tendo em conta os enquadramentos legal e regulamentar em vigor, a ERSE deve elaborar as propostas de parâmetros para os triénios regulatórios, de tarifas e preços regulados para apresentar ao Conselho Tarifário que deve emitir parecer no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Este processo de fixação de tarifas para o ano seguinte, no corrente ano de 2006, assumiu contornos irregulares e excepcionais, tendo em conta o anúncio, na pendência do prazo de emissão de parecer pelo CT, de alteração legislativa com incidência nas tarifas e posterior aprovação em Conselho de Ministros do diploma anunciado.

Neste contexto, atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁵⁵⁵ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário um novo documento contendo uma nova "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2007*"⁵⁵⁶ bem como, uma proposta de revisão do Regulamento Tarifário e a resposta da ERSE ao parecer emitido pelo Conselho Tarifário em 15 de novembro do corrente ano.

Foi solicitado ao CT a emissão de parecer até 14 de dezembro, relativo à nova proposta de tarifas e preços, recebida em 11 de dezembro, de forma a permitir que, assim que seja publicado o diploma legal, possam ser fixadas as tarifas já revistas e adaptadas ao mesmo diploma.

Posto o que, no limitado prazo de emissão de parecer sobre a proposta, com prejuízo duma análise mais aprofundada da mesma, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

1. A proposta apresentada pela ERSE difere da anterior proposta que foi objeto de parecer por parte do CT fundamentalmente em quatro pontos:
 - a) Limitação dos aumentos tarifários em BTN, de acordo com o previsto no diploma aprovado em Conselho de Ministros com consequente reestruturação da proposta inicialmente apresentada;
 - b) Adaptação da proposta de tarifas e preços para 2007 à proposta de alteração do Regulamento Tarifário, recebida em simultâneo e sobre a qual o CT não se pronuncia neste parecer;
 - c) Atualização do pressuposto "taxa de inflação em 2007" considerado para a determinação das tarifas;
 - d) Acolhimento de algumas das sugestões veiculadas pelo CT no [parecer](#) emitido em 15 de novembro.
2. O CT reitera as sugestões e preocupações que formulou no seu parecer de 15 de novembro, que considera atuais.

⁵⁵³ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁵⁴ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁵⁵ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵⁵⁶ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



3. O CT recomenda que o despacho de fixação de tarifas e preços explicita de forma concordante com o Decreto-Lei cuja publicação se aguarda, os saldos dos défices e desvios tarifários de molde a permitir a respetiva titularização por parte das empresas reguladas.
4. A proposta enferma de alguns lapsos que deverão ser devidamente retificados, nomeadamente:
 - a) variações percentuais das tarifas de venda a clientes finais e omissão da IP constantes das páginas 64 e 68 relativas à RAM.
 - b) omissão do capítulo relativo ao impacto no preço médio das tarifas de venda a clientes finais na RAA;
 - c) a variação média da tarifa de acesso às redes da página 62;
 - d) as tarifas de acesso nem sempre são aditivas relativamente às tarifas por atividade (ex. em MAT, no segundo e terceiro trimestre, na tarifa de acesso a energia ativa de ponta vale 0,0088 e a soma das tarifas por atividade é de 0,0089);

CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 13 de dezembro de 2006.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e o Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵⁵⁷.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁵⁸.

Tendo em conta os enquadramentos legal e regulamentar em vigor, a ERSE deve elaborar as propostas de parâmetros para os triénios regulatórios e de tarifas e preços regulados para cada ano, apresentando-as ao Conselho Tarifário, que deve emitir parecer no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Nos termos do Regulamento Tarifário, conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE⁵⁵⁹, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2007"⁵⁶⁰.

Acompanharam a proposta os documentos seguintes:

"Ajustamentos referentes a 2005 e 2006 a repercutir nas tarifas de 2007 — Portugal"

"Caracterização da procura de energia elétrica em 2007";

"Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas";

"Análise dos orçamentos de investimentos 2006-2007 e dos relatórios de execução dos orçamentos de 2005";

"Comparação internacional dos preços de energia elétrica a 1 de janeiro de 2006";

"Relatório da Qualidade de Serviço — 2005 — Transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal";

Bem como, ainda, um CD contendo a "Informação recebida para cálculo das tarifas e preços da energia elétrica e outros serviços em 2007".

Para apreciação da proposta apresentada pela ERSE, o CT reuniu ordinariamente realizado sessões nos dias 24 e 27 de outubro e nos dias 2, 3, 7, 10, 13, 14 e 15 de novembro.

Foi solicitada a presença da ERSE na sessão do dia 27 de outubro e esclarecimentos adicionais que foram prestados em 10 e 13 de novembro.

No período regulamentarmente fixado para a elaboração de parecer foram levados a conhecimento dos membros do CT e tidos em consideração na elaboração do presente parecer os documentos complementares intitulados:

- "Benchmarking Europeu da atividade comercial no setor elétrico" apresentado pelo representante da EDP Distribuição;
- Projeto de decreto-lei que estabelece um limite de aumento das tarifas a fixar para o ano de 2007 aos consumidores em baixa tensão normal, remetido pela ERSE;

⁵⁵⁷ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁵⁸ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁵⁹ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁶⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- Correção do "Relatório da Qualidade de Serviço de 2005", incluindo CD com a nova versão, remetido pela ERSE;
- Ofício da Presidente da Câmara Municipal de Vila Franca de Xira e endereçada aos "Representantes dos Consumidores no Conselho Tarifário da ERSE";⁵⁶¹

Apresentados pelo representante da EDA:

- Pareceres de duas sociedades de advogados sobre os comentários da ERSE ao parecer do CT de 15/11/2005, relativo ao fuelóleo na Região Autónoma dos Açores;
- Caderno de encargos do "Concurso Limitado para o fornecimento de Gasóleo às Centrais Termoelétricas da EDA", realizado em maio/2005;
- Decreto Legislativo Regional n.º 5/91A, de 8/03/1991 e Resolução do Conselho do Governo Regional n.º 186-B/2002, de 19/12/2002;
- Estudo intitulado "Aquisição de Fuelóleo — Custos Aceites pela ERSE", de maio/2006;
- Estudo intitulado "Aquisição de Gasóleo — Custos Aceites pela ERSE", de novembro/2006;
- "Regulamento de Qualidade de Serviço — Relatório de Progresso".

Posto o que, sobre a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer⁵⁶².

PONTO PRÉVIO

1. O anúncio pela ERSE, a 16 de outubro de 2006, da apresentação da proposta de tarifas e preços para outros serviços em 2007, atendendo ao aumento proposto, teve uma enorme repercussão mediática e junto da opinião pública.
2. Na sequência destes acontecimentos e no decurso do prazo para o CT emitir parecer sobre a proposta, o Governo comunicou ao país que, entre outras medidas, seria fixado um limite para o aumento das tarifas em baixa tensão para 2007.
3. O projeto do Decreto-Lei anunciado foi remetido pela ERSE ao CT, para conhecimento, em 10 de novembro.
4. O CT vê-se, assim, confrontado com uma proposta de tarifas e preços para 2007 que, tendo sido elaborada de acordo com o quadro legal e regulamentar em vigor, estará previsivelmente condicionada devendo ser adaptada após a publicação das anunciadas alterações legislativas e das alterações do Regulamento Tarifário a que aquelas e a legislação já publicada deem lugar.
5. Neste contexto incomum, que trouxe para discussão pública matérias e preocupações que o CT tem expressado ao longo dos últimos anos, o CT entendeu estruturar o seu parecer em duas partes, a saber:
 - uma primeira parte (I) são apresentadas reflexões sobre o enquadramento legal da proposta e em particular, sugestões para a redução, revisão e controlo dos custos atualmente suportados pelo sistema elétrico;
 - uma segunda parte (II) o parecer debruça-se sobre os aspetos específicos da proposta da ERSE, nela selecionando as matérias que previsivelmente não serão alteradas por via legislativa.

⁵⁶¹ Ref GAP de 07/1 1/2006, informando da moção aprovada, em reunião de 30/10/2006.

⁵⁶² As indicações e referências constantes no parecer sobre evolução de custos e preços encontram-se expressas a preços correntes.



I - CUSTOS DO SISTEMA ELÉTRICO

1. A proposta apresentada pela ERSE reflete o quadro legal vigente no momento em que foi apresentada.
2. Posteriormente, a intervenção governamental anunciada no sentido de limitar os aumentos na baixa tensão normal em 2007 prevendo a possibilidade de titularização dos créditos por parte das empresas.
3. Afigura-se, contudo, fundamental intervir ao nível do controlo e redução dos custos que devem ser suportados pelas tarifas pois, estes custos continuarão a causar défices e agravamentos de défices tarifários, a ser pagos pelas gerações vindouras.
4. Assim, sem prejuízo da prossecução duma política de efetiva eficiência energética-ambiental, o CT entende ser vital atuar também sobre os custos do sistema elétrico e aponta dois dos mecanismos que conduzem à sua redução: A) entrada em funcionamento dos CMEC; B) revisão dos económico geral CIEG.

A) CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

1. O CT considera urgente antecipar a efetiva cessação dos CAE e a aplicação do regime dos CMEC determinada pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, dezembro o qual introduzirá alterações nas tarifas e terá como efeito, o seu abaixamento.
2. Os Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de agosto (cf. artigos 72.º e 70.º respetivamente) que será aprovada nova legislação da qual dependerá aquela efetiva cessação dos CAE.
3. O CT sublinha a importância de discutir e aprovar a legislação em falta de forma a permitir, quanto antes, a efetiva entrada em vigor do mecanismo dos CMEC.

B) CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. O CT tem vindo a manifestar a sua preocupação com o avolumar dos denominados custos de interesse económico geral que são repercutidos nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia elétrica (cf. pareceres do CT emitidos desde 2003).
2. Posto o que, no tocante aos custos de interesse económico geral, para além das sugestões e recomendações constantes abaixo, o CT sublinha que:
 - a) Tendo especialmente em conta a transparência na informação a prestar pelos comercializadores aos consumidores de energia elétrica, o CT considera pertinente discriminar na fatura os custos de interesse económico geral que, tendo relevo, ali devam ser evidenciados.
 - b) Simultaneamente, o CT entende que, por razões de justiça social, impõe-se proteger dos aumentos tarifários os consumidores mais vulneráveis.
 - c) Neste momento beneficiam da tarifa social cerca de 4.000 clientes. O Decreto-Lei n.º 90/2006 isentou do pagamento dos sobrecustos das energias renováveis todos os clientes com potência igual ou inferior a 2,3kVA, ou seja, cerca de 500.000 clientes, abrangendo quer os beneficiários de tarifa social quer também garagens ou serviços comuns (condomínio) entre outros.
 - d) O CT considera urgente redefinir o conceito e abrangência da tarifa social, introduzindo uma diferenciação positiva com justificação em critérios de justiça e de proteção dos consumidores vulneráveis.
3. Em valores absolutos, no ano 2007 os consumidores de energia elétrica .com desproporcionada incidência nos consumidores de BT pagarão integralmente 741 Milhões de Euros em custos que a ERSE



qualifica na sua proposta como de interesse económico geral, que corresponde a 13,4% do preço médio das tarifas de venda a clientes finais.

- O CT considera que, atendendo a resposta da ERSE à sua sugestão de clarificação da definição dos denominados custos de interesse económico geral deveriam ter sido incluídos outros custos (v.g. ERSE, PGP, PPQA) no elenco apresentado na proposta pelo que reitera a sua sugestão de clarificação definição.
- Os CIEG mais relevantes considerados pelo CT tiveram a seguinte evolução desde 2002:

| Custos de Interesse económico geral | | Tarifas | | | | | Proposta |
|---|------------|----------|------|------|------|------|----------|
| | | 2002 (a) | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Sobrecusto PRE-RENOVÁVEIS | Valor (M€) | | 22 | 30 | 60 | 106 | 157 |
| | €/MWh | | 0,6 | 0,8 | 1,4 | 2,4 | 3,4 |
| | % TVCF | | 0,6% | 0,7% | 1,3% | 2,2% | 2,8% |
| Sobrecusto PRE-COGERAÇÃO (em 2002, inclui as renováveis) | Valor (M€) | 34 | 22 | 32 | 70 | 111 | 164 |
| | €/MWh | 0,9 | 0,6 | 0,8 | 1,7 | 2,4 | 3,5 |
| | % TVCF | 1,0% | 0,6% | 0,8% | 1,6% | 2,2% | 3,0% |
| Rendas municípios | Valor (M€) | 154 | 171 | 186 | 202 | 218 | 234 |
| | €/MWh | 4,2 | 4,7 | 4,7 | 4,9 | 4,8 | 5,0 |
| | % TVCF | 4,4% | 4,8% | 4,6% | 4,6% | 4,4% | 4,2% |
| Sobrecusto Região Autónoma dos Açores | Valor (M€) | | 30 | 40 | 49 | 0 | 71 |
| | €/MWh | | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 0,0 | 1,5 |
| | % TVCF | | 0,8% | 1,0% | 1,1% | 0,0% | 1,3% |
| Sobrecusto Região Autónoma da Madeira | Valor (M€) | | 24 | 28 | 27 | 0 | 47 |
| | €/MWh | | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,0 | 1,0 |
| | % TVCF | | 0,6% | 0,7% | 0,6% | 0,0% | 0,9% |

(a) - Não existe informação pública para se fazer a separação entre PRE - RENOVÁVEIS e PRE - COGERAÇÃO que foram contabilizados nas Tarifas de 2002.

- Face ao que, o CT considera necessário atuar urgentemente sobre os seguintes custos de interesse económico geral:

B 1.) PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

- O custo com a aquisição aos produtores em regime especial apresenta um crescimento entre 2002 e 2007 de mais de 400%.
- O montante global deste tipo de custos incluído nas tarifas de 2007 é superior a 1.100 milhões de euros, dos quais correspondem cerca de 41% à energia com origem eólica e cerca de 44% a energia entregue pelos cogeneradores.
- O CT considera relevante efetuar uma comparação internacional do enquadramento, regime de preços e dos mecanismos de valorização dos incentivos ambientais a que estão sujeitos os vários tipos de produtores em regime especial.

B 1.1.) PRE - RENOVÁVEL

- Os custos com a energia eólica aumentaram, entre 2002 e 2007, 1.600% derivado sobretudo das quantidades (1.344%) tendo o preço unitário aumentado em termos nominais 18%.
- O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, veio a afetar o sobrecusto da produção em regime especial com origem renovável (eólica, hídrica, fotovoltaica, ondas e resíduos) quase exclusivamente aos consumidores de BTN (excetuando nestes, os consumidores com potência contratada igual ou inferior a 2,3 kVA). Este sobrecusto apresenta um crescimento entre 2006 e 2007 de, cerca de, 48%.



3. O atual cenário de produção de energia através de fontes renováveis acentua a produção através das fontes eólica e fotovoltaica cujos sobrecustos para os consumidores são dos mais elevados (cf. numa referência Euro/MWh o custo unitário dos CAE 62,5; custo unitário eólica 94.5).
4. A preocupação com a redução dos sobrecustos pagos pelos consumidores de energia, leva o CT a sugerir:
 - a) O incentivo a uma real concorrência entre as diferentes fontes de energias renováveis já suficientemente maduras;
 - b) A revisão dos mecanismos de cálculo de atribuição de subsídios às energias renováveis, na esteira do iniciado com o Decreto-Lei n.º 33-A/2005;
 - c) Sendo reconhecido que o país ainda dispõe de um grande potencial de energia hídrica por explorar, esta fonte deverá ser devidamente considerada para o mix da capacidade de produção;
 - d) O sobrecusto da produção em regime especial com origem em fontes renováveis deveria continuar a ser repartido por todos os consumidores de energia;

B 1.2.) PRE-COGERAÇÃO

1. Os custos com a energia produzida em cogeração aumentaram, entre 2002 e 2007, 463%, derivado ao aumento da quantidade (275%) e ao aumento do preço unitário que cresceu em termos nominais 50%.
2. De acordo com o regime legal vigente até 2002, os cogeradores — produtores de energia elétrica e térmica para autoconsumo — apenas podiam vender à rede a energia elétrica que excedesse as necessidades próprias das unidades industriais à qual estão associadas.
3. A alteração legislativa daquele regime efetuada em 2002, permitiu que as unidades industriais com cogeradores existentes e futuras — pudessem passar a vender a totalidade da energia elétrica que produziam à rede, comprando depois a que necessitam para autoconsumo e clientes associados ao melhor preço de mercado (SEP ou SENV) substancialmente inferiores o que, na prática, representa um subsídio à indústria.
4. Acresce que, enquanto as unidades industriais com cogeração vendiam o excedente à rede, faziam-no com base em potência não garantida pois dependia dos fluxos de autoconsumo na unidade industrial. Ao passar a vender integralmente a produção de energia das unidades industriais com cogeração conseguiram garantir uma produção constante beneficiando por esse efeito de um melhor preço de venda. Para além disso, o fornecimento pelas redes públicas das necessidades globais da instalação consumidora veio permitir o seu acesso ao regime de interruptibilidade beneficiando da correspondente redução do preço da eletricidade, quando aplicável.
5. Estas razões justificam o aumento exponencial da parcela cogeração do CIEG referida em no ponto 1. acima.
6. O CT recomenda:
 - a) A reposição do conceito original de cogrador que vende somente o excedente à rede pública; .
 - b) Divulgação dos resultados das auditorias energéticas da responsabilidade da DGGE, visando assegurar o estrito cumprimento do rendimento energético global efetivo da instalação.

B 2) RENDAS AOS MUNICÍPIOS

1. A Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril publicada ao abrigo do disposto no Decreto Lei n.º 344-B/82, estabeleceu o valor das rendas a pagar aos municípios pelo concessionário da distribuição em BT como



- sendo uma percentagem determinada (atualmente 7,5% a nível global) das suas vendas em BT no município no ano anterior.
2. À data desta fixação não existia ainda na BT, nem liberalização, nem separação das atividades de distribuição e de comercialização, sendo pressuposto óbvio que os aumentos das tarifas de venda a clientes finais estavam limitados à taxa de inflação.
 3. A revogação, pelo Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro do limite (da taxa de inflação) aos aumentos das tarifas em BT — ou mesmo a previsível refixação dum limite aos aumentos em BT — terão como efeito, já em 2008, um acréscimo significativo dos custos nesta parcela de CIEG que é suportada apenas pelos consumidores de BT.
 4. Assim, caso se mantivesse inalterado o número de clientes em BT (inexistência de saídas para o mercado liberalizado) o efeito, em 2008, nesta parcela de CIEG que é as rendas aos municípios poderá ser o seguinte:
 - (i) com um aumento da BT em 2007 na ordem dos 14,4%, como consta na proposta da ERSE, o aumento global das rendas aos municípios no ano de 2008 seria de 18%; e
 - (ii) com um aumento da BT, em 2007, na ordem dos 6%, o aumento global das rendas aos municípios no ano de 2008, seria de 10%.
 5. Por outro lado, com a liberalização da BTE e depois da B TN, o concessionário, por efeito da passagem de clientes para o regime liberalizado, que vendia toda a energia elétrica consumida em cada município, com a consequente redução das vendas, quando comparadas com a situação em regime não liberalizado.
 6. Os Decretos-Lei n.º 36/2004 e n.º 192/2004, de 26 de fevereiro e de 17 de agosto, respetivamente, que procederam às referidas liberalizações, previam que o regime da renda constante da portaria acima referida se manteria apenas durante o ano de 2004, já que em 2005 se verificaria o efeito da redução indicada, efeito esse, no entanto, com pequena influência nas rendas de 2005.
 7. O Decreto-Lei n.º 72/2006, de 23 de agosto, veio procurar regularizar a situação, prevendo a publicação de um decreto-lei sobre as rendas aos municípios e que, até lá, se manteria em vigor a Portaria n.º 437/2001, com as necessárias adaptações a publicar em portaria, a partir de proposta a apresentar pela ERSE.
 8. Sem prejuízo de entender que nas rendas aos municípios a parcela respeitante às vendas/faturação deve ser limitada à taxa de inflação por ser esse o regime subjacente à data de conceção do critério, o CT reitera que se deve promover com urgência a adaptação da regulamentação referente às rendas aos municípios, com salvaguarda da filosofia subjacente à sua instituição mas também tendo em conta a separação das atividades de distribuição e de comercializador de último recurso, bem como as necessidades de promoção de eficiência energética.
 9. O CT recomenda à ERSE a elaboração urgente da proposta com as adaptações necessárias à Portaria n.º 437/2001 de acordo com o previsto nos diplomas legais em vigor, sugerindo que seja atendido o seguinte critério: estabelecimento de renda exclusivamente em função dos consumos e atualizada com base na taxa de inflação, já que o critério do preço dependerá do comercializador no mercado. Assim, para o ano de 2006 e seguintes a renda seria calculada a partir da renda do ano anterior atualizada em função da variação do consumo total em BT no município e pela taxa de inflação, mantendo-se as restantes disposições constantes da Portaria n.º 437/2001.



B 3) PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (PPEC)

1. O CT regista o início, em 2007, da aplicação do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), cujos custos a considerar para aquele ano ascendem a 10 milhões de euros, incluídos nos proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema.
2. O CT recomenda à ERSE especial atenção no acompanhamento da execução do PPEC de modo a que o mesmo possa contribuir efetivamente para a promoção da eficiência energética e para ganhos do país no plano ambiental e dos consumidores no plano económico.

II

PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

II A) COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. O CT continua a valorizar a análise autónoma visando uma comparação internacional de tarifas e preços no seio da Comunidade Europeia.
2. Fica, contudo, registado que a metodologia atual baseada nos preços publicados pelo Eurostat, ao abrigo da Diretiva 90/377/CEE — e ainda a que serve basicamente à primeira parte do dossier apresentado — está obsoleta atento os movimentos de liberalização, com generalização prevista até 1 de julho de 2007, que obrigam necessariamente a outras abordagens e soluções para uma comparação de preços mais realista.
3. É efetivamente reconhecido que a questão dos preços publicados atualmente pelo Eurostat, baseando-se, em larga medida, nos valores fornecidos pelos diferentes estados-membros carece de credibilidade e atualidade. Não é, aliás, possível encontrar no relatório apresentado pela ERSE uma indicação clara de que tipo de preços e tarifas se está a comparar, o que não deixa de ser um obstáculo à uma correta interpretação dos resultados apresentados.
4. A segunda parte comparativa das tarifas e preços retoma o exercício iniciado no ano anterior pelo Grupo dos Reguladores Europeus de Eletricidade e Gás Natural (ERGEG), sendo um exemplo interessante de abordagem ao focar, em particular, as tarifas de acesso, vitais para a difícil construção de mercados energéticos supranacionais. Ainda coloca em realce a dificuldade de autonomizar as várias componentes, fiscais e não fiscais, nos diversos estados membros. O CT apoia uma maior difusão das conclusões e experiências obtidas pelo ERGEG.
5. A comparação apresentada, país a país e com uma média aritmética, obviamente influenciada pelos recentes Estados-Membros aderentes e pela ausência de informação de alguns países, é pouco robusta em termos conclusivos. A título de exemplo, a Dinamarca e o Reino Unido que se posicionavam com os mais elevados CIEG em 2005, para o consumidor DC e Ib/Ig respetivamente, não apresentam valores para o ano de 2006.
6. Para além do objetivo final de comparação de preços e tarifas, o CT apreciou a tabela constante do quadro 4.6 (pág. 47 do documento) onde se pretende inventariar as diferentes políticas fiscais dos estados europeus, para além do IVA, que incidem sobre os preços de energia elétrica. Pelas diferenças em alguns países, por vezes importantes, face à idêntica tabela produzida no relatório do ano anterior, ter-se-ia justificado algum comentário adicional que permitisse apreender as mudanças em curso na Europa (veja-se, a título de exemplo, o caso da Holanda onde se passou de uma cobrança de "ecoimpostos" para uma situação onde é referido que não se cobra nada para além do IVA. Algo semelhante acontece para a Irlanda. A Suécia parece ter alargado a sua base de incidência de impostos aos consumidores industriais.) Assim, uma sistematização e atualização desta tabela seriam proveitosas para as futuras comparações internacionais de preços.



7. Finalmente, não pode deixar o CT de registrar que:
 - a. Não foi seguida a recomendação do seu [parecer](#) anterior que defendia a análise comparativa com base em três grupos de países de referência (UE15, PAIO e UE25);
 - b. O foco comparativo com Espanha continua a ser um eixo de particular relevância, mas persiste a necessidade de encontrar um modelo que vá para além da confrontação pura e simples das tarifas e preços nos dois países, sendo desejável, entre outros, uma normalização das variáveis estruturais que influenciam os respetivos níveis de preços;
 - c. Não existe uma comparação dinâmica do trabalho do ERGEG.
8. Para além das recomendações implícitas nas alíneas a) e c) do ponto anterior, o CT recomenda à ERSE que promova no âmbito do Comité dos Reguladores do MIBEL o aprofundamento de comparações consistentes das tarifas e preços nos dois países.

II B) PROVEITOS PERMITIDOS

II B 1) EDP DISTRIBUIÇÃO

1. Contrariamente à atividade de distribuição de energia elétrica cujos proveitos permitidos foram definidos através dos parâmetros para o triénio 2006 a 2008, as atividades de comercialização de redes e de comercialização são reguladas por custos aceites em base anual, tendo sido definida a taxa de remuneração dos respetivos ativos para o período de 2006 a 2008.
2. A atual base de custos regulatória nas atividades de comercialização de redes e de comercialização tem origem no ano de 2001, com ligeiras atualizações, sendo proposto para o ano 2007 a manutenção do nível de custos aceites que representam 70% dos custos controláveis previstos.
3. Para além da informação constante da "Informação recebida para cálculo das tarifas e preços da energia elétrica e outros serviços em 2007", o CT constata que, a ERSE não apresenta qualquer estudo ou justificação que permita aferir e analisar os custos das atividades comerciais.
4. Foi ainda apresentado ao CT um estudo de *benchmark* internacional, também enviado à ERSE, relativo às atividades comerciais com a participação voluntária de oito empresas europeias o qual coloca globalmente a empresa regulada em linha com a média.
5. Acresce que, tendo os Decreto-Lei n.º 29/2006 e 172/2006, respetivamente de 15 de fevereiro e de 23 de agosto, previsto a autonomização dum Comercializador de Último Recurso (CUR) a 1 de janeiro de 2007, o CT expressa a sua apreensão quanto ao equilíbrio económico-financeiro desta empresa. Destaca-se, ainda, que as necessidades de fundo de maneio do CUR resultantes do seu objeto (compra e venda de energia elétrica aos clientes à tarifa), são avolumadas pelos défices e desvios tarifários existentes, conduzindo assim a necessidades financeiras acrescidas e não remuneradas pela regulação atual.
6. Desta forma, o CT solicita que a ERSE promova, de forma a ser considerado na próxima fixação de tarifas, a elaboração de um estudo sobre as atividades comerciais reguladas, à semelhança do que fez para a atividade de distribuição em 2006.
7. Recomenda ainda o CT que, numa próxima revisão regulamentar, sejam revistas as fórmulas regulatórias vigentes, baseadas na remuneração dos ativos imobilizados, por não se adequarem à realidade do CUR.

II B 2) AJUSTAMENTOS EDP DISTRIBUIÇÃO

1. As atividades reguladas da EDP Distribuição são sujeitas a ajustamentos com desfasamento de 1 e 2 anos, tendo especial expressão os ajustamentos da atividade de compra e venda de energia elétrica.



2. Esta proposta tarifária apresenta, pela primeira vez, inconsistências com as práticas metodológicas aplicadas anteriormente pela ERSE relativamente aos ajustamentos, que resulta numa diminuição dos proveitos da EDP Distribuição em 48,6 milhões de euros.
3. Admite-se que as inconsistências detetadas resultem de lapsos nos ajustamentos da atividade de compra e venda de energia elétrica, tendo o CT identificado duas situações suscetíveis de correção:
 - a) **Desconto de interruptibilidade** — o valor do desconto de interruptibilidade na TEP está devidamente repercutido ao nível dos proveitos permitidos da REN como ajustamento de 2005. Neste contexto, ao nível dos proveitos permitidos na EDP Distribuição, relativamente ao cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas os proveitos da TVCF devem também estar líquidos desse desconto (36,0 milhões de euros);
 - b) **Energia a faturar** — os proveitos permitidos dependem da nas redes durante o ano, refletida no balanço energético, independentemente de ter sido faturada ou não aos clientes. Assim, os ajustamentos entre os proveitos permitidos e as vendas da empresa devem energia faturada, como a energia a faturar (12,6 milhões de euros), tal como sido a prática corrente da ERSE.
4. Verifica-se ainda que a proposta não contempla os ajustamentos da atividade de compra e venda de energia elétrica estimados para o ano t-1, designadamente o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

II B 3.) AJUSTAMENTOS REN

No cálculo dos ajustes de 2005, a ERSE descontou ao ativo líquido a remunerar os subsídios e participações correspondentes a imobilizado em curso, o que não é consistente com o procedimento de não inclusão deste tipo de ativos (imobilizado em curso) no ativo líquido a remunerar. O impacto deste desconto efetuado em antecipação nos proveitos autorizados de 2005 é de 1,7 milhões de euros.

II C) COMBUSTÍVEIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1. O Conselho Tarifário tem manifestado no passado a sua preocupação quanto à forma de determinação dos preços dos combustíveis nas Regiões Autónomas.
2. Para além dos elementos disponibilizados pela ERSE, ao CT foram apresentados pela empresa regulada EDA os documentos mencionados na introdução do presente parecer.
3. A ERSE não aceitou a totalidade dos custos com a aquisição de gasóleo em 2005 apresentados pela EDA, impondo um diferencial de crescimento dos custos semelhante ao ocorrido na EEM.
4. O CT solicita que a ERSE explicita a adequação do referencial adotado para a Região Autónoma dos Açores, atendendo designadamente à especificidade do mercado das Regiões.
5. O CT reitera a sua solicitação de divulgação do estudo sobre os combustíveis na Região Autónoma dos Açores, com o objetivo de contribuir para um conhecimento aprofundado do contexto e especificidades inerentes à aquisição, armazenagem e transporte de combustíveis naquela região.

II D) QUALIDADE DE SERVIÇO

1. O CT reitera o seu entendimento quanto à necessidade da fixação das tarifas e preços para a energia elétrica dever integrar e espelhar preocupações com a melhoria contínua da qualidade de serviço no setor energético, o que regista e destaca do relatório relativo à "*Qualidade de Serviço — 2 5 transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal continental*" o seguinte:
 - a) A REN respeitou globalmente os indicadores gerais de qualidade estabelecidos no RQS, tendo 2005 sido o ano em que apresentou melhor desempenho em termos de continuidade de serviço;



- b) A EDP Distribuição apresenta em 2005 uma melhoria global ao nível do cumprimento dos indicadores gerais de qualidade estabelecidos no RQS tendo cumprido oito dos nove indicadores gerais de qualidade de serviço comercial.
 - c) Em 2004 foram publicados os RQS aplicáveis às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira mas, em 2005 nenhuma das empresas tinha reunido as condições necessárias para a aplicação dos RQS, pelo que o ano 2006 corresponde ao primeiro ano de aplicação.
2. Assim, o CT recomenda:
- a) Continuação do esforço da EDP Distribuição quanto ao cumprimento dos indicadores gerais de continuidade de serviço;
 - b) Promoção de medidas que permitam minimizar de futuro o défice de informação registado ao nível dos distribuidores vinculados exclusivamente em BT;
 - c) Promoção de medidas por parte das entidades envolvidas (entre outros, EDP, ERSE e associações de consumidores) que permitam aos consumidores com necessidades especiais um melhor conhecimento dos benefícios existentes para este segmento de consumidores, que se revela, ainda, muito reduzido;
 - d) Que as empresas reguladas das Regiões Autónomas continuem o esforço iniciado de modo a assegurar a aplicação integral dos RQS naquelas Regiões.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2006.



◆ Resposta da ERSE ◆

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento Tarifário, apresentam-se os comentários ao parecer da Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário, de 15 de novembro de 2006, sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007".

I - CUSTOS DO SISTEMA ELÉTRICO

A – CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

A legislação complementar a publicar, referida nos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de agosto, da qual depende a efetiva cessação dos CAE, compete ao Governo. A ERSE irá transmitir ao Governo a preocupação do Conselho Tarifário.

B – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

A ERSE concorda com o CT quanto à importância da transparência na informação a prestar pelos comercializadores aos consumidores de energia elétrica, pelo que irá sugerir ao comercializador de último recurso que aproveite o verso da fatura que envia aos seus clientes para divulgar informação relevante sobre tarifas, nomeadamente a informação relativa aos custos de interesse económico geral e à quantificação do seu impacto nas tarifas de venda a clientes finais.

Relativamente à tarifa social, importa recordar que, sendo as tarifas dos clientes finais do comercializador de último recurso calculadas por forma a permitirem a recuperação integral dos proveitos permitidos, a tarifa social constitui um subsídio que é suportado pelos restantes clientes do comercializador de último recurso. Recordar-se também que a tarifa social abrange pequenos consumidores, incluindo consumidores domésticos e consumidores que exercem no local alguma atividade profissional. Nem sempre o critério do consumo permite identificar os consumidores vulneráveis pelo que a tarifa aplicada a todos os consumidores de um escalão de potência reduzido não permite tratar questões de natureza social.

A ERSE concorda com a inclusão dos custos relativos aos PPQA como CIEG e irá identificá-los como tal. Os custos relativos ao PGP estão já classificados como CIEG.

B 1) PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A ERSE tem acompanhado as questões ambientais tanto na vertente relativa à produção em regime especial, como noutras vertentes com impacto no setor elétrico, tais como o comércio europeu de licenças de emissão de gases de efeito de estufa ou os limites impostos para substâncias acidificantes.

No que se refere à produção em regime especial, a ERSE tem participado na elaboração de estudos desenvolvidos no CEER sobre esta matéria. Neste âmbito, gostaríamos de destacar o estudo do CEER "Current experience with renewable support schemes in Europe" disponível em http://www.ceereu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS/2004, que inclui uma análise comparada dos regimes de incentivo existentes nos países da União Europeia.

Também sobre o mesmo tema, importa referir o estudo da Comissão Europeia "COM(2005)627 final - Promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis", disponível em http://ec.europa.eu/energy/res/biomass_action_plan/doc/2005_12_07_comm_biomass_electricity_pt.pdf.

O crescimento da produção em regime especial justifica que a ERSE continue a acompanhar de forma particularmente atenta o desenvolvimento deste setor nos próximos anos.

B 1.1) PRÉ- RENOVÁVEL



Uma vez que as questões relativas à produção em regime especial são da competência do Governo, a ERSE transmitirá oportunamente as preocupações do CT ao Governo.

B 1.2) PRE- COGERAÇÃO

Uma vez que as questões relativas à produção em regime especial são da competência do Governo, a ERSE transmitirá oportunamente as preocupações do CT ao Governo.

B 2) RENDAS AOS MUNICÍPIOS

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto prevê a publicação de um decreto-lei que estabeleça os termos relativos ao pagamento das rendas aos municípios. O mesmo diploma prevê a aplicação da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, com as devidas adaptações, enquanto o referido decreto-lei não for publicado. Estas adaptações são aprovadas por portaria do Ministro, mediante proposta da ERSE, ouvida a Associação Nacional dos Municípios Portugueses.

A ERSE irá elaborar oportunamente a referida proposta de adaptação. No entanto, recorda-se que as adaptações a propor pela ERSE, se devem limitar a permitir a operacionalização do cálculo da renda, tendo em conta a separação de atividades entre o operador da rede e o comercializador de último recurso, não devendo penalizar os municípios, tal como consta do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece no n.º 3 do artigo 44.º que "3 - A renda referida nos números anteriores pode ser substituída por outros mecanismos que não penalizem os direitos dos municípios, após audição da Associação Nacional de Municípios Portugueses e da ERSE".

Neste sentido, modificações a propor pela ERSE, para além de transitórias, terão apenas em consideração as mudanças organizativas do setor, tratando-se de um conjunto de regras que permitem operacionalizar os princípios já estabelecidos na legislação.

A ERSE transmitirá oportunamente ao Governo as sugestões do CT.

B 3) PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA (PPEC)

Está neste momento em curso a análise das propostas relativas ao PPEC enviadas pelos comercializadores, operadores de redes, associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores.

Até ao final do ano 2006, a ERSE aprovará as medidas apresentadas nas candidaturas. O acompanhamento da execução do PPEC obedece a regras e a mecanismos previstos nas regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, documento que está disponível na página da ERSE na *Internet*.

II – PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

II A) COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE PREÇOS

Tal como referido pelo CT "[...] a metodologia atual baseada nos preços publicados pelo Eurostat, ao abrigo da Diretiva 90/377/CEE — e ainda a que serve basicamente à primeira parte do dossier apresentado — está obsoleta atento os movimentos de liberalização, com generalização prevista até 1 de julho de 2007, que obrigam necessariamente a outras abordagens e soluções para uma comparação de preços mais realista."

O CT também refere ter conhecimento de que os preços publicados atualmente pelo Eurostat, se baseiam nos valores fornecidos pelos diferentes estados-membros ao Eurostat. Sendo assim, o CT sabe que a ERSE não conhece a informação relativa ao tipo de preços e tarifas que se está a comparar, porque o Eurostat não fornece esta informação, pelo que a ERSE não pode atender ao pedido do CT.



Tal como já indicado pela ERSE no ano passado, continuaremos a acompanhar a implementação da nova metodologia de comparação de preços desenvolvida pelo Eurostat, com o objetivo de obter informação que seja credível e representativa.

Será apresentado em breve, pela Comissão Europeia, o relatório anual de monitorização dos setores elétrico e do gás natural e da sua evolução para o mercado interno de energia, no qual é feita a comparação de preços com a desagregação das parcelas de acesso às redes, de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), incluídos nas tarifas de acesso às redes, das parcelas de energia e comercialização e dos impostos.

Tal como sugerido pelo CT, a tabela constante do quadro 4.6 que inventaria as diferentes políticas fiscais dos estados membros irá continuar a ser atualizada.

A análise comparativa elaborada pela ERSE tem por base os países da UE25 por ser uma análise que abrange os países envolvidos na construção do mercado interno de energia.

Os estudos do ERGEG referidos pelo CT constam do relatório anual de monitorização publicado pela Comissão Europeia. No entanto, pelo facto de este ser o segundo ano em que se publica o referido relatório, não é ainda possível fazer uma comparação dinâmica dos valores recolhidos.

A ERSE concorda com o CT relativamente à importância das comparações com Espanha. No âmbito do Conselho de Reguladores do MIBEL e de acordo com o mandato que lhe foi atribuído no último acordo ibérico têm sido desenvolvidos trabalhos conjuntos relativos à harmonização tarifária entre os dois países. Neste sentido, o Conselho de Reguladores enviou recentemente aos Governos de Portugal e de Espanha um documento onde são tratadas diversas matérias relacionadas com a construção do MIBEL e nomeadamente com as questões de harmonização tarifária.

II B) PROVEITOS PERMITIDOS

B1) EDP DISTRIBUIÇÃO

Tal como já referido na resposta da ERSE do ano passado ao parecer do CT, a metodologia de aceitação dos custos relativos à atividade de comercialização de redes e de comercialização no SEP encontra-se devidamente justificada no documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007".

Recorda-se de novo ao Conselho Tarifário que o estabelecimento de tarifas com base em custos aceites consiste num processo de aceitação dos custos das atividades reguladas com base nas justificações apresentadas pelas empresas e não de um processo de "não aceitação" de custos".

Recorde-se que no período de regulação de 1999 a 2001, a atividade de comercialização de energia elétrica, que incluía a comercialização de redes e a comercialização de último recurso, era regulada por preço máximo. Com este tipo de regulação pretendeu-se dar incentivos à empresa para reduzir os seus custos controláveis, permitindo-lhe reter os ganhos obtidos, durante o período de regulação. Este é o fundamento de uma regulação por incentivos, que se revelou muito eficaz principalmente em períodos em que, por via da privatização, a gestão das empresas neste setor passou a ser mais profissional. Ao contrário do sucedido na generalidade das empresas do setor sujeitas ao mesmo tipo de regulação, os custos da atividade de comercialização da EDP subiram em lugar de descer.

Relativamente à necessidade de fundo de maneio do CUR, refira-se que:

- Os desvios e défices tarifários são integralmente recuperados pelas atividades respetivas, adicionados de juros. A recuperação destes montantes está assegurada pela própria regulação, através de mecanismos previstos no Regulamento Tarifário, pelo que o risco associado ao seu recebimento é nulo e não há desequilíbrio económico-financeiro das atividades. O encargo financeiro relativo ao eventual financiamento de desvios e défices tarifários é integralmente pago pelos consumidores.



- No que se refere a dívidas de clientes, a ERSE aceita como custo para efeito de cálculo da tarifa as provisões constituídas, pelo que são os consumidores de energia elétrica em geral que estão a financiar as atividades reguladas nos montantes não recebidos dos consumidores "maus pagadores".

Por fim, recorde-se que as atividades relacionadas com a compra e venda de energia elétrica estão sujeitas a uma regulação baseada em custos aceites com uma taxa de remuneração sobre o ativo fixo líquido. Trata-se de atividades reguladas que se limitam a permitir a "passagem" dos custos de energia elétrica de montante para jusante, desde a produção até à entrega ao consumidor, sendo que o custo de produzir energia elétrica surge em toda a faturação ao longo da cadeia, de forma a que os pagamentos efetuados pelos consumidores sejam conduzidos através da mesma cadeia até aos produtores. No mercado liberalizado, esta passagem de custos não é necessária porque o produtor pode vender diretamente no mercado a energia elétrica que produz. Considera-se assim que a regulação da atividade do CUR é adequada a uma atividade regulada desta natureza.

II B 2) AJUSTAMENTOS EDP DISTRIBUIÇÃO

Importa referir que a metodologia de cálculo dos ajustamentos não foi alterada, pelo que a ERSE considera não haver inconsistências metodológicas.

Ocorreu um lapso na interpretação dos valores enviados pela EDP Distribuição a 29 de setembro, em resposta a uma solicitação da ERSE por terem sido detetados erros no valor apresentado no "quadro 2 da norma 8 – valor faturado aos clientes finais".

Este lapso de interpretação do novo valor enviado pela EDP Distribuição tem impacto no valor do ajustamento da aditividade tarifária, no montante devido à interruptibilidade (36 milhões) e à energia a faturar (12,6 milhões) e será devidamente corrigido.

Relativamente ao ajustamento do ano t-1 (2006) resultante da convergência para tarifas aditivas, a ERSE considera que as estimativas conduzem a um valor nulo deste ajustamento, sendo o ajustamento definitivo (calculado com base em valores reais) repercutido nas tarifas de 2008. Opção Idêntica foi seguida o ano passado na determinação das tarifas de 2006.

II B 3) AJUSTAMENTOS REN

Relativamente à remuneração do imobilizado (ajustamento de 2005) os valores utilizados são os que constam dos documentos "Relatório sumário" e "Informação adicional", valores auditados referentes a 2005. O quadro N2-27 - TEE - Comparticipações ao investimento do documento "Informação adicional" não desagrega entre comparticipações do investimento em exploração e comparticipações de investimentos em curso. Recorde-se que a informação relativa ao ano de 2005 é enviada à ERSE até 1 de maio e é com base nessa informação que são calculados os ajustamentos.

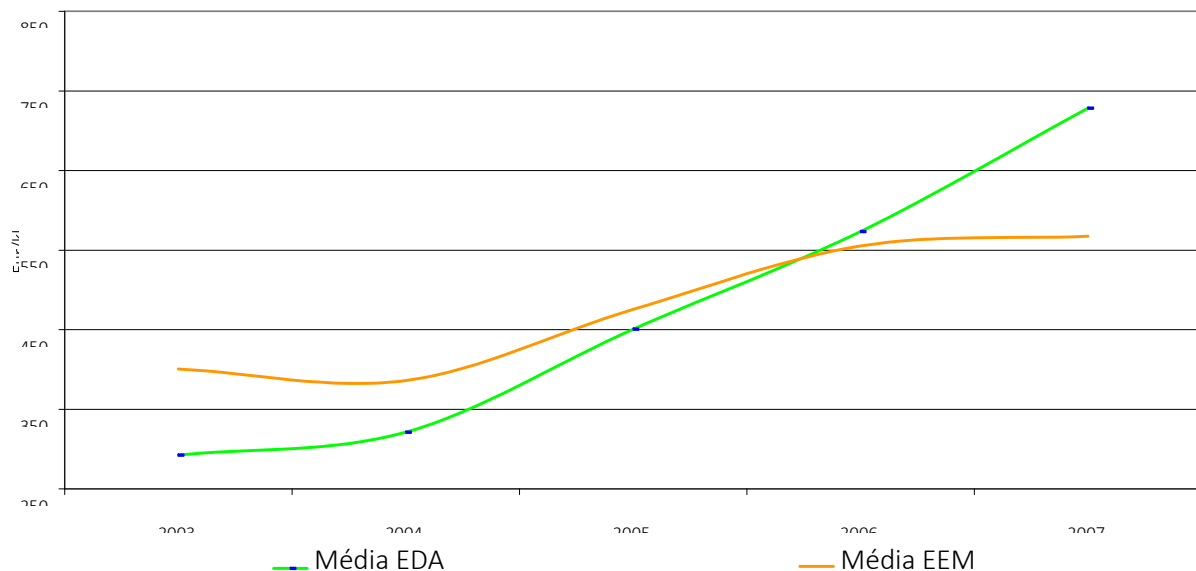
Tal como estabelecido no Regulamento Tarifário, a 15 de junho de 2006 as empresas enviaram informação previsional para 2006 e 2007. Pela primeira vez este ano foi enviado o "quadro 14 - Proveitos diferidos com valores previsionais" desdobrado em "14-A - Proveitos diferidos totais" e "14-B - Comparticipações ao investimento - em exploração". A informação desse quadro apenas contempla o saldo de 2005, no entanto, para cálculo dos valores do ajustamento utiliza-se o valor médio do ano, pelo que é necessária a mesma informação relativa a 2004, o que não foi enviado à ERSE.

A ERSE regista com satisfação que as empresas reconhecem que o envio de informação com maior nível de detalhe e de desagregação permite uma melhor regulação. A melhoria na qualidade da informação prestada permitirá o tratamento adequado das comparticipações do imobilizado em curso no cálculo dos ajustamentos de 2006, sendo para tal necessário o envio de informação desagregada para os anos de 2005 e 2006.



II C) COMBUSTÍVEIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O gasóleo na RAM para produção de eletricidade, até 2003, não estava isento do pagamento de ISP. A partir de 2004 passou a haver uma isenção parcial. O gasóleo na RAA para produção de eletricidade esteve sempre isento do pagamento de ISP. Esta especificidade de cada região justifica as diferenças no custo do gasóleo em 2003 e em 2004. A figura seguinte apresenta para o período 2003 a 2007 os custos do gasóleo em cada uma das regiões, sendo até 2005 valores reais e para 2006 e 2007, valores previstos pelas empresas.



Os custos do gasóleo em 2003 espelham claramente a diferença devida à isenção de ISP para a EDA que nesse ano não existia para a EEM. Em 2004, esta diferença esbate-se um pouco devido ao decréscimo do custo do gasóleo para a EEM ocasionado pela isenção parcial do ISP obtida nesse ano para a RAM.

A partir do ano de 2004, a série de custos nas duas regiões é comparável e a diferença que existe nos valores de 2004 deve manter-se no futuro. No entanto, o que se verifica é que as previsões das empresas para 2006 e 2007 conduzem a valores muito superiores para o gasóleo na EDA relativamente aos valores na EEM. No entender da ERSE não há razões para a evolução dos custos ser diferente nas duas regiões. Podem haver razões para o nível de custos ser diferente (devido a diferenças na aplicação do ISP e outras especificidades regionais) mas não para a sua evolução. Nestes termos e com base nos custos reais do gasóleo na EDA em 2004 foi aceite a evolução prevista pela EEM para os anos seguintes.

Relativamente ao fuelóleo, importa referir que a revisão dos regulamentos do setor elétrico efetuada em 2005, que alterou a forma de pagamento do fuelóleo à RAA e à RAM, foi precedida de um processo de consulta pública, para o qual a ERSE elaborou um documento justificativo de todas as alterações propostas. Este documento de abril de 2005 intitulado "Regulamento Tarifário do Setor Elétrico – Documento Justificativo" apresenta nas páginas 63 a 70 o resultado do estudo efetuado pela ERSE no âmbito desta proposta regulamentar.

II D) QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tem vindo a promover diversas ações junto dos distribuidores exclusivamente em BT com a finalidade de recolher informação que lhe permita acompanhar adequadamente a atividade destas entidades e verificar o cumprimento dos regulamentos.



Em 2000 e 2002 foram realizados dois inquéritos destinados a recolher informação junto destes distribuidores. Em 2003 foi efetuada uma sessão de trabalho que contou com a presença de todos os distribuidores na qual foi acordado que a informação passaria a ser enviada à ERSE por meios eletrónicos, de forma periódica e segundo modelos pré-estabelecidos. Na sequência destes trabalhos, a informação enviada pelos distribuidores passou a integrar o Sistema de Informação do Sistema Elétrico, à semelhança do que já acontecia com as restantes entidades do setor elétrico.

O défice que ainda se verifica relativamente à informação sobre qualidade de serviço diz respeito sobretudo ao facto destes distribuidores não disporem de sistemas que permitam o registo automático da informação necessária à verificação do Regulamento da Qualidade de Serviço.

Durante o ano de 2007, a ERSE pretende desenvolver novas ações de sensibilização junto dos distribuidores exclusivamente em BT com a finalidade de ultrapassar as dificuldades de obtenção de informação referidas no Relatório da Qualidade de Serviço.

A ERSE concorda com a recomendação de promoção de ações destinadas a uma melhor divulgação do Regulamento da Qualidade de Serviço junto dos clientes com necessidades especiais, pelo que irá refletir sobre a mesma.



◆ Alteração do Regulamento Tarifário e alteração das tarifas de energia elétrica para 2006, por aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 maio ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵⁶³.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁶⁴.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT) conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário os documentos contendo uma "Proposta de alteração do Regulamento Tarifário" uma "Proposta de alteração das tarifas de energia elétrica para 2006 por aplicação do Decreto Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio"⁵⁶⁵.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário, tendo apreciado as propostas apresentadas, emite o seguinte parecer conjunto:

I

ALTERAÇÕES AO RT RELATIVAS AO PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO (PPEC)

1. O Conselho Tarifário (CT) congratula-se pelo facto da ERSE aproveitar a alteração ao RT imposta pelo Decreto Lei n.º 90/2006 para, desde já, introduzir modificações no Regulamento sugeridas pelo CT no seu parecer sobre o PPEC (alínea c) do ponto I);
2. O Conselho Tarifário recorda e reitera as sugestões expressas no seu parecer sobre o PPEC e cujo acolhimento por parte da ERSE implicará outras alterações ao RT v.g. prazos de apresentação das candidaturas em 2006, sistema de financiamento do PPEC;
3. No tocante às propostas de redação dos artigos 115.º e 116.º do RT, sugere o CT:
 - a) A retificação para "1" e "2" do lapso nos números constante do artigo 115.º da proposta;
 - b) A inclusão, na alínea d) do n.º 8 do artigo 116.º das associações e entidades de âmbito regional e de interesse genérico, no caso das regiões autónomas, uma vez que esta realidade não está prevista. Em consequência, propõe-se a seguinte redação: "d) Associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de âmbito nacional e interesse genérico, de âmbito regional e interesse genérico no caso das regiões autónomas e as de interesse específico para o setor elétrico."

⁵⁶³ Conf. Artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁶⁴ Conf. Artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁶⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



II

ALTERAÇÕES AO RT MOTIVADAS PELA PUBLICAÇÃO E ENTRADA EM VIGOR DO DECRETO LEI N.º 90/2006, DE 24 DE MAIO E PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2006 POR APLICAÇÃO DO DECRETO LEI N.º 90/2006

1. O CT reitera a sua preocupação com a instabilidade dos enquadramentos legislativo e regulamentar subsequente que permanece no setor elétrico nacional, bem como com o crescente défice tarifário.
2. O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional e as aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados, carece ainda de regulamentação complementar tendo, contudo, suprimido já com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2007, o limite do acréscimo tarifário em BT à taxa de inflação.
3. O Decreto-Lei n.º 90/2006 veio alocar quase exclusivamente aos consumidores em BTN (exceto consumidores com potência contratada inferior ou igual 2,3kVA) o sobrecusto da produção de energia renovável em regime especial, o qual totaliza para o período de 2006 subsequente à sua publicação, cerca de 64,5 milhões de Euros.
4. O CT nota que o sobrecusto da produção de energias renováveis em regime especial atingirá o valor de 106,4 milhões de euros em 2006. Face ao objetivo de aumento das energias renováveis no mix da produção, e a manterem-se inalterados os níveis de incentivos destas energias, é previsível que aquele valor aumente de forma muito acentuada nos próximos anos.
5. O CT sublinha a forte repercussão económica nos clientes de Baixa Tensão Normal (BTN) resultante, entre outros, da conjugação dos seguintes fatores:
 - i) Supressão do limite do acréscimo tarifário em BT à taxa de inflação, a partir de janeiro de 2007;
 - ii) Alocação quase exclusiva à BTN (exceto consumidores com potência contratada inferior ou igual 2,3kVA) do sobrecusto da energia renovável em regime especial;
 - iii) previsibilidade de aumento do sobrecusto da energia renovável em regime especial;
 - iv) Liberalização do mercado de BTN (4 de setembro de 2006) que, caso não sejam introduzidas correções, pode deixar residente o défice apenas nos consumidores que se mantenham no mercado regulado;
6. Sem prejuízo do equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas que veem agravado o montante do défice, o CT entende que se deverá procurar minorar os impactos do défice agora ampliado com esta alocação quase exclusiva à BTN do sobrecusto da energia renovável em regime especial, faseando a sua repercussão nas tarifas ao longo de cinco anos.
7. O CT defende ser necessário encontrar soluções que aliviem economicamente os consumidores de BTN dos custos e sobrecustos que quase sozinhos suportam e que, para além dos agora alocados, já incluem:
 - i) partilhado com os consumidores em BTE, as rendas aos municípios que no ano de 2006 representam um valor de 218 milhões de euros e,
 - ii) partilhado com os restantes níveis de tensão, o sobrecusto com a restante produção em regime especial como sendo a cogeração, sistema este com pouca expressão para efeitos do cumprimento do Protocolo de Quioto
8. Assim, o CT sugere que a ERSE promova junto das entidades competentes uma discussão e reavaliação urgente de todo o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial.



9. Ainda, por razões de equidade, entende o CT que o sobrecurso associado à produção de energia em sistema de cogeração, com origem e benefício nos clientes industriais dos níveis de tensão em MAT, AT e MT não deve ser alocado ao nível de tensão em BTN.
10. Uma vez que foi estabelecido no n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, os produtores em regime especial gozam do direito de vender a eletricidade que produzem ao comercializador de último recurso e que o artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 90/2006, estabeleceu que a alocação do diferencial entre o custo da energia elétrica em regime ordinário e o tarifário previsto na legislação relativa à produção em regime especial (PRE), é realizada nos termos das alterações introduzidas no regulamento tarifário pela ERSE, entende o CT apresentar as seguintes propostas:
- a) INTRODUÇÃO DE DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS FACE À REALIDADE E AO ENQUADRAMENTO LEGAL**
- aa) Na proposta de alteração ao RT, a ERSE mantém a redação do n.º 3 do artigo 71.º, onde refere que os PRE vendem ao comercializador regulado a energia elétrica produzida através de mercados organizados e de contratos bilaterais, o que não é passível de aplicação por se tratar de um tipo de contratação não consagrada na legislação em vigor.
- ab) Em consonância com o referido no seu [parecer](#) de 16 de maio de 2005, sobre a "*Proposta de revisão do Regulamento Tarifário*", o CT recomenda que se proceda a uma melhor identificação e atualização das normas que vão entrando em vigor, de forma a compatibilizar as alterações do RT com a legislação efetivamente vigente.
- ac) O CT recomenda que até à definição cabal do quadro legislativo sobre a matéria, as alterações que urge introduzir no imediato sejam efetuadas através de normas transitórias que darão resposta ao disposto no Decreto-Lei n.º 90/2006, evitando-se atualizações desenquadradas da legislação vigente e futura.
- b) RECUPERAÇÃO DO DÉFICE EM BT ATRAVÉS DA UGS EM BT**
- ba) Tendo sido anunciada a liberalização da BTN para setembro de 2006, importa rever o regulamento tarifário de forma a evitar desequilíbrios entre os mercados regulado e o liberalizado.
- bb) O mecanismo a adotar no futuro de recuperação do défice explicitado aquando da fixação das tarifas de 2006, e agora ampliado, deve garantir que, independentemente da opção do cliente de BT relativamente ao mercado, a recuperação do défice seja feita de uma forma equitativa e justa pelos clientes que estiveram na origem do mesmo pelo que, o CT sugere que o défice da BT seja recuperado através da tarifa de uso global do sistema de baixa tensão e não pela tarifa de energia e potência.
11. Finalmente, o CT sublinha que, para permitir a aplicação a partir do dia 1 de julho das novas tarifas para a energia elétrica em 2006, deveria a ERSE procurar assegurar a sua publicação bem como das alterações ao Regulamento Tarifário até ao dia 20 de junho.

Aprovado em 7 de junho de 2006.

**◆ Resposta da ERSE ◆****I - ALTERAÇÕES AO RT RELATIVAS AO PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO (PPEC)**

Tendo em conta as sugestões do CT foi alterado o prazo de apresentação das candidaturas para 30 de setembro de 2006, assim como o sistema de financiamento do PPEC, passando, na determinação dos proveitos da tarifa de UGS de cada ano, a estar incluída a previsão de custos com o PPEC para esse ano, sendo o diferencial entre os custos previstos e incorridos ajustado dois anos depois.

A ERSE aceitou também as sugestões de redação, propostas pelo CT, para os artigos 115.º e 116.º do RT.

Espera-se desta forma concretizar um PPEC que corresponda plenamente às ambições dos consumidores e das empresas reguladas.

II - ALTERAÇÕES AO RT MOTIVADAS PELA PUBLICAÇÃO E ENTRADA EM VIGOR DO DECRETO-LEI N.º 90/2006, DE 24 DE MAIO E PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2006 POR APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 90/2006**DÉFICE TARIFÁRIO**

De acordo com a proposta de "legislação complementar prevista no decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e bases das concessões do transporte e da distribuição de eletricidade" submetida a parecer da ERSE, a recuperação dos défices tarifários que tenham ocorrido serão recuperados nas tarifas nos próximos cinco anos.

CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Na determinação das tarifas de energia elétrica, a ERSE, identifica, individualiza e publica os custos de interesse económico geral, nomeadamente as rendas dos municípios e os sobrecustos com a produção em regime especial, incluindo os sobrecustos da cogeração, com o objetivo de informar todos, incluindo as entidades competentes, do impacto destes custos de política energética.

A afetação do sobrecusto da produção a partir de fontes de energia renovável estabelecida no Regulamento Tarifário resulta da imposição legal estabelecida no Decreto-Lei n.º 90/2006.

DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Aguarda-se a publicação da legislação complementar anunciada no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, a que atrás se fez referência, bem como a entrada em vigor do MIBEL, para a ERSE proceder a eventuais ajustamentos regulamentares.

TRANSFERÊNCIA DA RECUPERAÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO PARA A UGS

A transferência da recuperação do défice para a UGS não consta da proposta de alteração regulamentar apresentada ao CT, que se limita a proceder às alterações necessárias à aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

No entanto, relativamente a este tema, a ERSE aguarda a publicação da "legislação complementar prevista no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e bases das concessões do transporte e da distribuição de eletricidade".



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ Alterações ao Regulamento Tarifário ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) (...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços⁵⁶⁶.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas setor, elétrico e gás natural: emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁶⁷.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁵⁶⁸ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011*"⁵⁶⁹ os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer no prazo de 30 dias.

De forma não autonomizada o referido documento incluiu também, uma "*Proposta de alterações ao Regulamento Tarifário*" sobre a qual a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite agora o seguinte parecer:

1. A observação inicial que cumpre ao CT realizar prende-se com o facto de a proposta de alterações ao Regulamento Tarifário não ter sido destacada e autonomizada do documento global que é a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011*".
2. O CT constata que as alterações propostas ao RT resultam, não só da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, mas também da necessidade de serem corrigidos alguns lapsos do articulado do RT recentemente publicado.
3. Contudo, no que concerne a estas correções de lapsos do articulado, o CT ressalta a existência de outros lapsos e omissões cuja correção não foi agora proposta pela ERSE (v.g. art. 33.º n.º 3 e quadro I] do RT omite o super vazio) e que importaria igualmente rever.
4. Sem prejuízo das preocupações e recomendações supramencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Aprovado em 17 de novembro de 2008.

⁵⁶⁶ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁶⁷ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁶⁸ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵⁶⁹ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



◆ Resposta da ERSE ◆

COMENTÁRIOS GERAIS

O modelo de aprovação de regulamentos adotado pela ERSE desde sempre contempla as seguintes fases, a saber: (i) Submissão à consulta pública de todos os interessados de uma proposta de regulamentação devidamente justificada a qual é também submetida a parecer do Conselho Tarifário, (ii) Receção e publicação dos comentários e pareceres recebidos, (iii) Aprovação das regras e regulamentos tendo em consideração os comentários, propostas e pareceres recebidos por forma a melhorar e robustecer as opções tomadas e (iv) Justificação das opções tomadas e resposta aos comentários e pareceres recebidos justificando-se a aceitação ou recusa das propostas recebidas. Importa referir que nos processos de regulamentação em que as matérias a tratar são de índole mais geral e, portanto, o universo de opções é mais vasto, os procedimentos de consulta pública apresentados podem ser precedidos por uma fase de solicitação de propostas e comentários a integrar na proposta de regulamentação. Considera-se que os procedimentos adotados pela ERSE nas suas consultas públicas representam uma das melhores práticas a nível internacional, sendo uma estratégia fundamental para o envolvimento de todos os interessados no processo de governança do setor elétrico e para o sufrágio pela sociedade de cada uma das regras e regulamentos aprovados.

A proposta apresentada pelo Conselho Tarifário merecerá a melhor atenção da ERSE.

NOVO MODELO DE REGULAÇÃO

A ERSE tomou boa nota deste comentário do CT, protelando, no entanto, a elaboração do referido balanço para 2009, depois de estar na posse de toda a informação relativa à execução do período de regulação que terminará no final de 2008.

FATURAÇÃO DO USO DAS REDES DE MONTANTE AOS FORNECIMENTOS NAS REDES DE JUSANTE

A factoração da rede de montante aos fornecimentos em níveis de tensão inferiores far-se-á por aplicação da tarifa de uso da rede de distribuição de montante aos fornecimentos de jusante. Na factoração do termo de potência contratada (que permite a recuperação dos custos com troços periféricos) irá ter-se em consideração que o efeito de simultaneidade dos consumos situados na rede de jusante é elevado, relativamente à utilização do troço periférico da rede de montante (ao contrário dos consumos ligados na própria rede).

Assim, introduz-se, no Regulamento Tarifário, um coeficiente de simultaneidade que relaciona a potência em horas de ponta dos consumos nas redes de jusante com a potência contratada equivalente (potência máxima de 15 minutos nos últimos 12 meses, do consumo agregado das redes de jusante) nas redes de montante.

CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

Procedeu-se a uma alteração do algoritmo de convergência para tarifas aditivas por forma a minimizar-se as distorções entre os preços das várias opções tarifárias.

NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS

Os benefícios da maior discriminação de preços no segmento residencial apenas estarão ao alcance dos consumidores que possam e queiram reagir corretamente a um sinal económico mais complexo. Concorda-se que para isso será necessário um papel cada vez mais ativo dos comercializadores na informação dos seus clientes.

Considera-se ainda que os contadores de nova geração trazem para o setor elétrico uma generalização da informação sobre o consumo de energia elétrica acessível a todos os consumidores. Este novo enquadramento deve poder ser potenciado pelo sistema tarifário.



A ERSE irá acompanhar a introdução das novas opções tarifárias com a disponibilização de informação e de ferramentas interativas que permitam uma tomada de decisão eficiente por parte dos consumidores de energia elétrica.

Aos comercializadores competirá orientar os clientes na escolha das opções tarifárias mais adequadas ao seu consumo.

No seguimento dos comentários recebidos a ERSE procederá a uma atualização do estudo sobre localização de períodos horários, procurando aumentar a eficácia dos períodos horários da tarifa bi-horária, maximizando-se, por um lado, a aderência entre os pagamentos e os custos causados e, por outro lado, potenciando a adesão dos consumidores a esta tarifa.

De acordo com o comentário (6.) o Regulamento Tarifário foi revisto no sentido de prever a tarifa tetra-horária nas Regiões Autónomas em MT e BTE.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Em conformidade com o comentário, introduziu-se a impossibilidade de novos clientes optarem pelas tarifas transitórias dependentes do uso nas Regiões Autónomas.

Relativamente ao ritmo de extinção destas tarifas, o comentário será considerado no momento em que se define em cada ano o parâmetro de penalização.

ESTRATÉGIA DE APROVISIONAMENTO DO CUR

Os desvios tarifários acumulados na aquisição de energia podem ser minorados pelo CUR recorrendo a instrumentos de cobertura de risco, designadamente através da contratação de eletricidade nos mercados a prazo ou através da contratação bilateral. No entanto, e apesar de a regulamentação em vigor permitir ao CUR a compra de energia através de contratação bilateral ou em mercados organizados, quer sejam a prazo ou à vista, a estratégia de aprovisionamento desta empresa regulada tem estado quase exclusivamente no mercado à vista, o que de facto não minimiza o risco de potenciais desvios tarifários.

A ERSE está atenta a este problema e está a acompanhar o desenvolvimento do mercado com vista a obter uma contratação mais eficiente de energia do CUR, nomeadamente, um perfil de aquisições de energia que se coadune melhor com a periodicidade de pagamentos que o mercado retalhista evidencia. Nesta perspetiva a ERSE irá impor ao CUR a elaboração de um documento justificativo sobre a sua estratégia de aprovisionamento de energia para o ano de aplicação das tarifas.

AJUSTAMENTOS TRIMESTRAIS

A consulta pública efetuada revela a inexistência de consenso sobre esta matéria. Assim, a ERSE decidiu pela não introdução de ajustamentos tarifários periódicos.

Considera-se que para os consumidores empresariais, a alteração da periodicidade de revisão das tarifas de venda a clientes finais deve ser precedida da definição de um *Roadmap* para a sua extinção destas tarifas por parte do Governo.

Em relação aos consumidores domésticos, a preferência pela estabilidade e previsibilidade, a fraca reação ao sinal preço no curto prazo e as próprias dificuldades associadas à medição dos consumos, a ERSE entende que a decisão de aplicar os ajustamentos trimestrais a estes consumidores deve ser precedida de uma reflexão mais aprofundada que avalie os custos e os benefícios desta opção.

TAXA DE JURO

Tendo em conta os comentários recebidos, mantém-se a Euribor a 3 meses como indexante para cálculo dos ajustamentos tarifários.



TAXA DE INFLAÇÃO

De uma forma geral os comentários recebidos foram favoráveis à alteração do deflator para atualização dos custos pelo que se incorporou esta alteração na versão final do Regulamento Tarifário.

REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde 1999 que os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica são determinados em base anual. Estes proveitos são constituídos por custos de funcionamento a aceitar pela ERSE e pela remuneração dos ativos associados a esta atividade.

No início de um novo período de regulação a ERSE decidiu reanalisar o modelo de regulação a implementar, tendo em conta as vantagens e inconvenientes do modelo regulatório existente e o interesse em criar incentivos que promovam um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

Esta opção está em linha com as melhores práticas europeias. Estes modelos baseados em incentivos permitem simplificar a regulação e procuram conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação.

A decisão da ERSE de usar um modelo misto de regulação baseado em custos de referência em linha com as melhores práticas internacionais, teve em conta os comentários apresentados, nomeadamente os do operador da rede de transporte. A ERSE considera que a padronização dos investimentos e dos custos controláveis pela empresa obrigará a um exercício de controlo de custos mais rigoroso do que o atual e irá traduzir-se em vantagens para os consumidores de energia elétrica, melhorando o desempenho da empresa com tradução no aumento do seu valor.

Ficando desde já contemplada estas alterações na forma de regulação da atividade de transporte de energia elétrica, a ERSE reserva-se no direito de só as colocar em prática depois de uma avaliação rigorosa dos parâmetros necessários à sua implementação, o que vai de encontro às dúvidas manifestadas pelo CT

TARIFA SOCIAL

Atendendo a que a proposta de inclusão do sobrecusto da tarifa social na tarifa de uso global de sistema, como um custo de interesse geral, reúne, no geral, o consenso dos agentes do setor que se pronunciaram sobre esta matéria, a ERSE procedeu à alteração regulamentar em conformidade.

Adicionalmente, importa que o direito de elegibilidade à aplicação de tarifas sociais seja determinado exclusivamente pelas condições socioeconómicas dos consumidores.

A ERSE irá aprofundar este tema e contribuir para uma reflexão alargada sobre os conceitos de "consumidor vulnerável" e de "pobreza energética", tendo sempre presente que as responsabilidades legais e institucionais dos diferentes organismos governamentais nesta matéria ultrapassam claramente as competências do regulador do setor elétrico.

CUSTOS DE MICROPRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 363/2007, relativo à microprodução, é omissivo relativamente à forma de afetação do sobrecusto da microprodução. Não o fazendo, deixou ao regulador, através do Regulamento Tarifário, a decisão de estabelecer os termos e a forma de o fazer. Neste contexto, no âmbito do seu poder regulamentar, a ERSE considera que a forma mais adequada e justa para o sistema elétrico no seu todo consiste em internalizar os sobrecustos desta produção na tarifa de uso global do sistema e nos preços da energia ativa consumida por todos os consumidores, sendo que os benefícios da microgeração afetam o Sistema Elétrico Nacional no seu conjunto.



FUSÃO DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

A separação da atividade de comercialização de redes da atividade de distribuição de energia elétrica era meramente contabilística, pelo que com a junção destas duas atividades apenas se elimina a utilização de critérios de repartição para os custos comuns às duas atividades.

Embora se aplicassem formas de regulação diferentes às duas atividades, no primeiro ano de um período de regulação, a forma de regulação estabelecida para a atividade de distribuição (preço máximo) acaba por ser coincidente com a forma de regulação aplicada à atividade de Comercialização de Redes (custos aceites em base anual e remuneração do ativo). Com efeito, na definição do proveito inicial é necessário ter em conta os custos da empresa, a remuneração dos ativos e os incentivos que se pretendem promover. As diferenças da aplicação destas duas formas de regulação ocorriam no 2.º e 3.º anos do período de regulação devido aos diferentes níveis de eficiência exigidos pelo regulador a cada uma das atividades. Com a fusão das duas atividades o fator de eficiência passa a ser único.

REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de distribuição de energia elétrica continua a ser regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Numa regulação por preço máximo o risco é maior, uma vez que a remuneração não é garantida à partida. Se a empresa não conseguir reduzir os seus custos de acordo com os ganhos de eficiência impostos isso refletir-se-á na remuneração dos ativos.

Devido ao risco implícito na forma de regulação, a taxa de remuneração definida pelo regulador implícita no cálculo do preço máximo, é tradicionalmente superior à taxa de remuneração da regulação por custo aceite.

A fórmula proposta pela empresa implicaria a alteração de uma regulação por preço máximo para uma regulação mista com custos operacionais (incluindo amortizações) aceites para todo o período de regulação e uma remuneração da base de ativos e de fundo maneio aceite em base anual.

A ERSE manteve a proposta apresentada quanto aos custos que não devem ser sujeitos a parâmetros de eficiência.

CUSTOS COM CONTADORES

A posição da ERSE quanto a este assunto consta do comunicado de 23 de maio, "ERSE aprova novas regras no relacionamento comercial com os consumidores de eletricidade e de gás natural", segundo o qual: "A Lei n.º 12/2008 estatui que é proibida a cobrança de "(...) qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica de contadores (...)".

Tanto no setor elétrico como no setor do gás natural, desde há muitos anos que o fornecimento e instalação dos contadores constituem encargo dos operadores das redes, os quais não podem cobrar diretamente aos consumidores qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso daqueles aparelhos. No entanto, esses custos eram considerados para efeitos de cálculo de tarifas.

Com a entrada em vigor da Lei n.º 12/2008, os custos com os contadores deixam de ser considerados no cálculo das tarifas de eletricidade e de gás natural.

[...] No setor elétrico, o valor líquido dos ativos correspondentes aos contadores que deixará de ser considerado no cálculo das tarifas ascende a cerca de 111 milhões de euros. Esta alteração será refletida no próximo processo de fixação de tarifas, considerando-se o seu efeito a partir da data de entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de maio de 2008).



Os valores anteriormente indicados serão certificados por entidades independentes de reconhecida idoneidade, de forma a assegurar todo o rigor no apuramento dos valores a excluir das bases de ativos das empresas reguladas."

REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO CUR

O modelo de regulação do CUR à base de critérios de eficiência, proposto pela ERSE, foi bem aceite pelos agentes do setor elétrico, à exceção do que se refere à inclusão de um valor de referência para os custos com incobráveis. Este aspeto do modelo de regulação proposto não teve bom acolhimento junto dos consumidores que interpretaram a proposta como sendo um sinal errado dado aos consumidores. Considerando que a eficácia das medidas da regulação também depende da capacidade de as mesmas serem bem entendidas pelos agentes económicos, não é oportuno, no atual contexto, a consideração dos custos relativos ao risco de cobrança.

No entanto, à exceção deste ponto, mantém-se a proposta de regulação desta atividade, com base em metas de eficiência a estabelecer para as diferentes rubricas de custos.

Assim, os custos de exploração foram classificados tendo em conta a sua especificidade e evoluindo de acordo com metas de eficiência, a saber:

Custos associados aos processos de atendimento, cobrança, factoração e gestão de reclamações, que variam em função do número de clientes e são atualizados anualmente com a taxa de inflação, deduzida de um fator de eficiência, a definir no início do período de regulação;

Os restantes custos de exploração são atualizados anualmente com a taxa de inflação deduzida de um fator de eficiência a definir no início do período de regulação.

O estabelecimento de metas de eficiência para estes custos tem em vista a sua redução ao longo do período regulatório, com o objetivo de incentivar a empresa a fazer uma gestão mais eficiente. Caso as metas não sejam atingidas a ERSE não reconhecerá os custos que as excedam, não sendo, portanto, considerados para efeito de cálculo de tarifas.

MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO

A versão final do Regulamento Tarifário assegura a remuneração do fundo de maneo associado às atividades do comercializador de último recurso.

Apresentando esta atividade um reduzido valor de ativos fixos, faz sentido que a sua remuneração vise compensar as necessidades de capital circulante resultantes do diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o prazo médio de recebimentos associados às atividades do CUR, nomeadamente os custos associados ao provisionamento de energia e do acesso às redes de transporte e distribuição.

PARTILHA DE RISCO DE COBRANÇA

Relativamente ao risco da atividade, enquanto comercializador de último recurso, a empresa está sujeita a obrigações de serviço universal, pelo que tem que satisfazer o consumo de energia elétrica dos atuais e futuros clientes que a escolham como seu fornecedor. Refira-se que o CUR não pode selecionar os seus clientes, tem que assegurar os fornecimentos e está sujeito a limitações legais quanto à possibilidade de solicitar garantias, nomeadamente cauções.

De modo a reduzir este risco a ERSE propôs que no cálculo dos proveitos permitidos fosse incluída, de forma transparente, uma parcela associada ao risco de cobrança, limitada a um valor em função das vendas, de modo a minorar as consequências de um fornecimento antecipado sem garantia de recebimento.

A inclusão desta parcela de custos nos preços de venda aos clientes finais, dentro de um nível de referência adequado, que não desincentive a empresa de desenvolver todos os esforços para a efetiva cobrança das



dívidas, acontece em todas as atividades económicas (reguladas ou em mercado), sendo uma prática utilizada não só noutros setores regulados e supervisionados em Portugal como por outras entidades reguladoras europeias no setor da energia, como é o caso, por exemplo, da Irlanda ou Holanda.

Perante o interesse suscitado nesta consulta pública pelo tema dos custos inerentes ao risco de cobrança, bem como a forma geral como foi interpretado, a ERSE não pode deixar de considerar que a sua proposta, apesar de tecnicamente correta e coerente com as melhores práticas europeias regulatórias, não obteve a receptividade necessária para poder vir a ser adotada.

Face aos comentários recebidos no âmbito da consulta pública, muito especialmente o voto unânime favorável dos representantes das associações de consumidores com assento no parecer do Conselho Tarifário, onde se expressa que "...face às alterações do modelo regulatório para o CUR e aos sinais perniciosos que esta medida enferma, o risco de cobrança deve continuar a ser assumido pelo CUR", a ERSE, no novo período de regulação 2009-2011, mantém a não aceitação dos custos relativos ao risco de cobrança.

REGULAÇÃO ECONÓMICA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Face aos comentários recebidos no âmbito da consulta pública, quer do Conselho Tarifário, quer das empresas das Regiões Autónomas que manifestaram a concordância com o princípio de uniformização da regulação proposto, a ERSE incorporou alguns dos comentários efetuados pelas referidas entidades, tendo em atenção alguma preocupação de que na implementação da nova forma de regulação, citando o Conselho Tarifário "...devem ser salvaguardadas eventuais especificidades inerentes às Regiões Autónomas."

As principais características do modelo de regulação a aplicar às atividades reguladas das Regiões Autónomas no período de 2009-2011 são as seguintes:

Atividade de aquisição de energia elétrica e gestão global do sistema – Manutenção da forma de regulação por remuneração do ativo fixo e custos de exploração aceites, em base anual.

Atividade de distribuição de energia elétrica – Adoção de um modelo de regulação em que se define um proveito base que evolui, ao longo do período de regulação, de acordo com a variação do consumo de energia elétrica e com o índice de preços implícito no PIB, deduzido de um fator de eficiência estabelecido pelo regulador. O proveito base não incide sobre os custos com a convergência tarifária referentes aos anos de 2006 e 2007 afetos a esta atividade e os custos relacionados com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA).

Atividade de comercialização de energia elétrica - Adoção de um modelo de regulação em que se define um proveito base que evolui, ao longo do período de regulação, de acordo com a variação do número de consumidores e com o índice de preços implícito no PIB, deduzido de um fator de eficiência estabelecido pelo regulador. O cálculo do proveito base considera, em linha com os comentários do parecer do Conselho Tarifário, a remuneração dos "... capitais circulantes, de forma a tornar esta atividade empresarialmente sustentável...". Ao proveito assim calculado acrescentam ainda os custos com a convergência tarifária referentes aos anos de 2006 e 2007 afetos a esta atividade.

MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O cálculo do proveito base considera, em linha com os comentários do parecer do Conselho Tarifário, a remuneração dos "... capitais circulantes, de forma a tornar esta atividade empresarialmente sustentável...".

TAXA DE OCUPAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO DA RAM

Na versão final do Regulamento Tarifário, a ERSE contemplou uma disposição (n.º 8 do Artigo 28.º) onde considera que os custos administrativos de interesse regional, criados a partir da data da extensão da



regulação da ERSE às Regiões Autónomas poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados.

A neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de venda a clientes finais da Madeira. Importa referir que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacto tarifário significativo nas tarifas de venda a clientes finais da Madeira.

SINCRONIZAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DA TARIFA DE ENERGIA E DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

Considerando a influência que a variação dos preços de energia verificados no mercado tem nos custos e sobrecustos mencionados, importa proceder à sincronização dos mesmos, alterando o Regulamento Tarifário em conformidade.

As alterações regulamentares em causa permitem eliminar flutuações tarifárias indesejáveis. Estas flutuações, para além de distorcerem os sinais de preço das tarifas, perturbam o funcionamento do mercado retalhista.

AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS REGULAMENTOS

Em conformidade com os comentários recebidos, a ERSE procedeu a alterações ao âmbito das auditorias de verificação do Regulamento Tarifário, no sentido de o explicitar de forma mais clara.

Esclarece-se que estas auditorias são ações de validação de informação enviada à ERSE, complementares às auditorias financeiras às contas reguladas que as empresas se encontram, desde sempre, obrigadas a efetuar.

Refira-se ainda a este propósito que as fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos de todas as atividades passaram a contemplar uma parcela específica para registar este tipo de custos, a recuperar no ano imediatamente seguinte em que ocorrerem.

FATURAÇÃO DOS CMEC NA IP

Tomando em consideração os vários comentários recebidos não se procedeu à alteração inicialmente proposta.



◆ Alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁷⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁷¹.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário uma carta, contendo propostas de "*Alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão*" e um documento anexo.

Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

1. O CT reconhece a essencialidade em estabelecer os mecanismos de cálculo das rendas de concessão para que sejam incorporadas nas tarifas e parâmetros a considerar para próximo período regulatório, 2009-2011.
2. Os Decretos-Lei n.º 36/2004 e n.º 191/2004 que estabeleceram, respetivamente, a liberalização da BTE e da BTN determinam que, independentemente do número de clientes que optassem por escolher um comercializador, se mantinha o valor da renda então pago pelo concessionário da distribuição de energia elétrica em BT, regra esta que vigoraria em 2004, até à entrada em vigor da nova lei de bases do setor.
3. A lei de bases em causa veio a ser concretizada apenas em 2006, com a publicação dos Decretos-Lei n.º 29/2006 e n.º 172/2006. Se a vária legislação até então publicada previa a manutenção das regras e dos valores resultantes da aplicação da Portaria n.º 437/2001, já o Decreto-Lei n.º 172/2006, no seu artigo 44.º, admitia a possibilidade de ser substituído o regime de rendas, sem penalizar os municípios e ouvida a ANMP.
4. No entanto, até à alteração do regime o artigo 69.º do Decreto-Lei n.º 172/2006 mesmo diploma, previa ainda a aplicação da Portaria n.º 437/2001, com as necessárias adaptações a propor pela ERSE, tendo em conta o atual regime das atividades de distribuição e de comercialização.
5. Assim, a proposta da ERSE só pode ser entendida como o cumprimento do estabelecido no artigo 69.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, i.e., o regime transitório a vigorar até à publicação do decreto-lei.
6. Não resulta claro e é aconselhável que a ERSE esclareça, quando será aplicável a nova metodologia proposta: se a partir do período regulatório 2009-2011 ou se a mesma será utilizada para o pagamento das rendas relativas ao ano 2008.

⁵⁷⁰ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁷¹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



7. O CT considera, também, que é necessário clarificar o ano base. Por exemplo, a ERSE parece considerar, na sua proposta b), os valores já pagos relativos a 2007, excluindo do mecanismo de atualização de rendas os municípios que se encontrem ainda ao abrigo da Portaria 90-B/92, mas cujas rendas serão atualizadas com renovação de alguns contratos de concessão.
8. O CT considera que o ano base a tomar em consideração em qualquer caso, deve ser consolidado incluindo o valor das rendas atualizadas dos cinco municípios que ainda não renovaram os contratos de concessão sendo ainda de considerar, que as rendas pagas relativas a 2007 sofrem do efeito da redução das vendas do concessionário por efeito da liberalização do mercado, efeito esse que o regime transitório deveria procurar corrigir.
9. Assim, entende que o ponto de partida deve reproduzir os valores de renda a que os municípios teriam recebido se não se tivesse verificado a liberalização, i.e., se toda a energia entregue a clientes fosse faturada pelo preço médio de venda no regime regulado e esse valor fosse afetado pelo fator correspondente ao escalão de densidade do município, tal como previsto na Portaria n.º 437/2001.
10. Finalmente, conforme já anteriormente recomendado pelo CT e no sentido de reforçar a informação ao consumidor, reitera-se a referência à necessidade de, em sede de regulamentar, ser inserida uma norma que estabeleça que os vários custos, incluindo o das rendas, sejam discriminados nas faturas.

II

APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

1. A ERSE coloca ao Conselho Tarifário duas alternativas de metodologias transitórias para alteração do cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.
2. O CT, desde logo, sublinha e estranha a desproporção entre os suportes explicativos das duas metodologias que lhe são colocadas a apreciação, a saber:
 - a) **Rendas de concessão em baixa tensão indexadas à inflação;**
 1. Esta proposta, omissa do documento apresentado, mereceu apenas a seguinte explicação: "*A utilização de uma metodologia de cálculo que indexa um valor base à taxa de inflação tem a virtude de ser um mecanismo de fácil aplicação. Além disso, tem igualmente a vantagem do valor da variação anual a suportar pelos consumidores de energia elétrica ficar limitado. À partida, esta metodologia parece de mais fácil aceitação tanto mais se trata de uma solução transitória que irá vigorar até à publicação do novo Decreto-Lei. Por outro lado, a utilização de uma metodologia assente sobre a faturação de um determinado ano tomado como base, mantém a estrutura dos consumos verificados nesse ano indefinidamente, não atendendo à sua evolução devido quer ao número de clientes quer à alteração dos hábitos de consumo, aspeto crucial num contexto de introdução de incentivos a uma efetiva eficiência energética que a ERSE tem vindo a estimular*".
 2. A proposta da ERSE encontra-se, manifestamente, pouco desenvolvida e fundamentada, designadamente quanto a alguns elementos como sendo o ponto de partida o que dificulta a sua apreciação no seio do CT.
 3. Na verdade, esta proposta — atualização das rendas de concessão apenas com base no IPC —, sendo menos onerosa, seria a mais atrativa para os consumidores. Contudo, falta toda uma série de elementos (adequação da solução à situação que se pretende transitoriamente regular, ano de base, repartição intermunicípios, casos particulares, simulações...), elementos esses que seriam necessários para se poder proceder à sua real avaliação.



4. O CT considera, assim, que esta metodologia deve ser explicitada e desenvolvida pela ERSE com vista à sua real avaliação, carecendo ajuizar dos inconvenientes da não consideração no cálculo da evolução das rendas de uma variável física associada.

b) Rendas de concessão em baixa tensão indexadas ao consumo e ao número de clientes;

1. A segunda proposta apresentada pela ERSE, única explicitada no documento apresentado, prevê que as rendas de concessão resultem de dois regimes distintos:
 - (i) nos casos de municípios com densidade superior ou igual a 125 clientes/km², variem com IPC e 50% da variação do consumo;
 - (ii) nos restantes casos, a renda terá duas parcelas: uma das quais com um peso claramente superior (80% ou 90%, conforme os casos), variando também com IPC e 50% da variação do consumo e a outra, variando com o número de clientes e com um parâmetro que depende do escalão de densidade em que o município se integra.
2. Embora a análise desta proposta se encontre prejudicada pelo facto de inexistirem os dados necessários à apreciação esclarecida da proposta alternativa, o CT entende adiantar as seguintes considerações sobre a mesma:
3. O regime de rendas de concessão deve ser simples e claramente entendível pois, para além de integrarem as tarifas, as rendas têm de ser pagas município a município.
4. A metodologia proposta pela ERSE afigura-se demasiado complexa e pouco inteligível, o que teria reflexos na sua aplicação.
5. A aceitação, para além da inflação, duma variável física para evolução das rendas de concessão supõe a existência duma relação entre a variável escolhida e o conceito subjacente às rendas de concessão v.g. ocupação de espaço público municipal. O CT considera que aquela relação, entre renda e variável, deve ser estabelecida, demonstrada e quantificada na proposta, o que não sucede.
6. Com efeito, a ERSE toma em conta apenas a variável consumo, eventualmente a mais facilmente mensurável, mas não estabelece, como se avalia necessário, a relação dessa variável com outros indicadores, associados às infraestruturas ou número de clientes. O CT sugere, assim, que a ERSE realize o estudo desta correlação, identificando e expurgando dessa análise os autoconsumos e IP.
7. A ERSE propõe atribuir uma ponderação de 50%. Mas qual a justificação do valor proposto? Teria sido possível equacionar outra variável física (quilómetros, potência)? Com que vantagens ou desvantagens? A introdução e ponderação duma segunda parcela relativa ao número de consumidores são necessárias?
8. Refira-se que o CT já discutiu, em anteriores ocasiões, os pressupostos que agora são equacionados na proposta: partida de um valor base, atualizado em função da inflação e de uma ponderação do crescimento dos consumos.
9. Mas a proposta que agora foi apresentada carece de maior profundidade na definição dos parâmetros que adota, deixando por responder uma série de questões importantes para a sua avaliação.
10. Finalmente, o CT defende que a legislação que vier a ser aprovada deverá manter a formulação existente no artigo 11.º da Portaria n.º 437/2001, no sentido de isentar totalmente o concessionário do pagamento de taxas, por exemplo por utilização da via pública.



III

CONCLUSÕES

Face ao exposto, o CT entende que a proposta deve ser reformulada de acordo com as recomendações e sugestões acima.

Aprovado em 22 de julho de 2008.



◆ **Revisão do Regulamento Tarifário** ◆ [\[Consulta Pública n.º 25\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁷²

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁷³.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT) conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário os documentos contendo uma "*Proposta de revisão do Regulamento Tarifário*".

Posto o que, sobre a: Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

1. O Conselho Tarifário assinala o facto da consulta pública da presente proposta ocorrer rodeada dum incomum interesse da comunicação social neste tipo de discussão, bem como pelo surgimento de declarações públicas de várias entidades centradas, sobretudo, em dois pontos referidos na proposta, acabando por não refletir todo um relevante conjunto de pressupostos e questões que importa analisar.
2. Neste contexto e sem prejuízo das observações que abaixo se tecem, o CT entende ser importante sublinhar a transparência com que a ERSE, enquanto regulador de dois serviços públicos essenciais - e, note-se, contrariamente ao que sucede noutros setores de serviços públicos essenciais -, desencadeia consultas públicas prévias à adoção de alterações regulamentares que têm implicações não apenas nas empresas reguladas como também nos consumidores de energia elétrica.
3. Este tipo de procedimento de consulta pública, que se elogia e apoia, permite e incentiva a participação de todos os interesses, tenham eles assento ou não nos órgãos consultivos da ERSE (Conselhos Consultivo e Tarifário) e de todos os interessados garantindo que a sua opinião é auscultada pelo regulador antes de ser adotada qualquer solução.
4. É de referir que, no final da consulta, são colocadas no sítio das contribuições apresentadas, os comentários da ERSE sobre as mesmas a decisão final que venha a ser tomada na sequência da consulta.
5. O CT considera ser positivo que a ERSE, antes do início do novo triénio regulatório (2009-2011), tenha incluído na discussão pública alguns temas já refletidos em anteriores pareceres do Conselho Tarifário.
6. No decurso do presente triénio regulatório (2006-2008) foi concretizado o início dos mercados organizados do MIBEL e surgiram várias alterações legislativas designadamente a fixação das bases da organização e do funcionamento do setor extinção dos CAE, o Decreto-Lei n.º 90/2006 que imputou quase exclusivamente aos em baixa tensão o sobrecusto da produção em regime especial quando

⁵⁷² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁷³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



baseado em fontes renováveis ou o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro relativo à microprodução - que se impõe sejam devidamente incorporadas na regulamentação.

7. Ainda, o CT reitera, que o facto de se pronunciar em simultâneo com a consulta pública — na qual também têm intervenção autónoma, querendo, as entidades representadas no Conselho - é menos positivo do que a sua consulta após aquela ter cessado, situação que deixaria ao Conselho a oportunidade de se pronunciar sobre um documento previsivelmente mais próximo da versão final.
8. De uma maneira geral e uma vez que a proposta contém todo um novo modelo de regulação económica, o CT considera que seria expectável a apresentação dum balanço dos 10 anos dos modelos de regulação económica seguido até agora, explicitando as razões de algumas alterações, bem como uma simulação dos impactes dos novos modelos regulatórios propostos. Algumas observações ou propostas carecem nitidamente de maiores justificações dificultando um debate objetivo no seio do próprio Conselho.
9. É preocupação do CT que qualquer modelo de regulação garanta os direitos dos consumidores e o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

II

APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

A. ESTRUTURA TARIFÁRIA

A.1. FATURAÇÃO DO USO DAS REDES DE MONTANTE FORNECIMENTOS NAS REDES DE JUSANTE

A proposta da ERSE ao refletir a potência tomada pelos clientes nas ariáveis de faturação de uso das redes (potência contratada) vai de encontro a um maior aperfeiçoamento do modelo de aditividade tarifária, faltando informação sobre o modo como tal objetivo será alcançado sem que seja necessário recorrer a elevados investimentos em novos equipamentos de contagem.

A.2 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA TARIFAS ADITIVAS

Concordando com o aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas, o CT salienta que o algoritmo de convergência deveria considerar as opções tarifárias conjuntamente com o nível de tensão, garantindo a evolução consistente de cada driver de faturação de forma a acelerar o processo de convergência, assegurando uma variação tarifária razoável para cada cliente.

A.3. TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

A.3.1. OPÇÕES TARIFÁRIAS

1. O CT considera positivo o estabelecimento de novas opções tarifárias que, além de proporcionarem aos clientes um maior leque de opções para as suas necessidades (designadamente em termos de energia e preço), constitui um meio de sinalização dos custos do fornecimento da energia elétrica e são indutoras de comportamentos mais eficientes.
2. Nota-se que a criação duma tarifa tri-horária na BTN (ou até tetra-horária na BTE) pressupõe, um elevado nível de conhecimento e apurada gestão dos consumos por parte dos consumidores — que terão de alocar cuidadosamente os consumos em horas de ponta, cheias, vazio e super vazia - para que possam efetivamente usufruir das vantagens desta adaptação dos consumos ao sinal preço.
3. Com efeito, ao contrário da tarifa bi-horária cujo funcionamento é assaz simples alocação dos consumos entre horas de cheio e de vazio -, a tarifa tri-horária, podendo ter vantagens, como penaliza



o consumo em horas de ponta pode ter, na BTN, o efeito contrário ao pretendido (redução da fatura de energia), como aliás a própria ERSE reconhece receia que possa suceder.

4. Duma forma geral a tarifa bi-horária deve ser incentivada como instrumento orientador nos consumos procurando que o maior número de consumidores domésticos veja vantagem na alteração dos seus hábitos de consumo,
5. A opção pela tarifa bi-horária não se tem verificado aos níveis desejáveis, s do hoje adotada apenas por menos de 10% dos consumidores em BTN pelo que , o CT recomenda que, para efeitos da próxima revisão tarifária em Outubro 2008 a ERSE atualize o estudo de localização dos períodos horários da tarifa BTN — bi-horária e o preço da potência contratada, verificando a possibilidade de alargamento das horas de modo a que motive mais adesões e seja instrumento incentivador da adoção de decisões racionais na utilização de energia, reduzindo o impacte na fatura.
6. O CT recomenda também que, para os níveis de tensão MT e BTE, a tarifa tetra-horária seja igualmente prevista nas Regiões Autónomas tendo em conta a extinção das tarifas de uso, em curso naquelas Regiões, bem como o princípio da uniformidade tarifária.

A.4. TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. No tocante às Regiões Autónomas, o CT apoia a proposta de extinção de algumas⁵⁷⁴tarifas em função do uso que vigoravam nas Regiões Autónomas.
2. O CT concorda, ainda, com a extinção de outras opções tarifárias cujo impacto nos clientes, de acordo com as previsões e hipóteses elaboradas pela ERSE não ultrapasse um acréscimo até 5% da fatura anual.
3. Igualmente, o CT concorda com a alteração da forma de cálculo das variações tarifárias a aplicar a estas tarifas, para que se verifique uma penalização gradual nas mesmas mas deve, desde já, ser fixado como objetivo a extinção total das mesmas até ao final do novo período regulatório, em 2011.
4. Embora a eliminação das tarifas dependentes do uso nas Regiões Autónomas tenha sido prevista em 2002, o facto é que tal objetivo não só tem sido protelado como também admitida a entrada de novos clientes para essas tarifas.
5. Receando que a criação do mecanismo transitório possa continuar a adiar a desejada extinção, o CT recomenda que seja equacionada a possibilidade de vedar o acesso às opções tarifárias transitórias indexadas aos usos a novos clientes e informados os atuais clientes do carácter transitório das atuais opções e da necessidade de proceder à alteração.

A.5. AQUISIÇÃO DE ENERGIA E REVISÃO TARIFÁRIA

Com a proposta posta a discussão pública, a ERSE introduz uma reflexão sobre a relação entre as formas de contratação de energia pelo CUR e a dinâmica de revisão das tarifas de energia elétrica.

A.5.1. FORMAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PELO COMERCIALIZAD DE ÚLTIMO RECURSO

O CT assinala que as modalidades, quantidades, tipo de mercado (a prazo ou à vista) relativo à aquisição de eletricidade para abastecimento aos clientes do mercado regulado estão definidas por lei em termos harmonizados no âmbito do MIBEL, pelo que quaisquer alterações só poderão ser introduzidas por essa mesma via.

⁵⁷⁴ cf. Página 8 do Documento Justificativo.



A.5.2. DINÂMICA DE REVISÃO DOS PREÇOS DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

1. A fixação anual de tarifas baseia-se na melhor previsão possível para o ano a que as tarifas se destinam, recuperando os desvios ocorridos dos 2 últimos anos acrescidos dos respetivos juros.
2. Na impossibilidade de eliminar completamente os desvios, todos os agentes têm interesse em minimizá-los.
3. Importa salientar que na fixação de tarifas para o ano de 2008 foram incluídos encargos financeiros, cerca de 18 milhões de euros, referentes aos desvios de 2006 e 2007.
4. A fixação de tarifas tem atualmente uma periodicidade anual, estando previsto um mecanismo de revisão extraordinário no RT, sempre que as condições o justifiquem, designadamente por proposta das empresas reguladas, dos consumidores, por iniciativa da ERSE, ou legislativa.
5. De modo a assegurar uma maior aderência das tarifas aos custos e evitar o avolumar de desvios e custos financeiros correspondentes, o CT tem defendido a reintrodução do mecanismo de revisão trimestral das tarifas de energia⁵⁷⁵, desde logo para os níveis de tensão de MAT, AT, BTE onde até 2005 tal já sucedia e, mais recentemente, admitindo a pertinência da sua introdução para a própria BTN (regista-se que em Espanha, com quem se converge no âmbito MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade, a legislação prevê, precisamente, a realização de revisões trimestrais).
6. A ERSE nesta consulta suscita a discussão da alteração da periodicidade de fixação de tarifas, nomeadamente a possibilidade de se proceder a uma revisão trimestral.
7. O CT salienta que a referida revisão trimestral de tarifas não deve ser confundida com revisões extraordinárias, uma vez que a primeira deve ser recorrente e no âmbito de desvios intra-anuais, enquanto que a segunda deve refletir situações extraordinárias ou desvios significativos inter-anuais (v.g. défice tarifário 2006 e 2007).
8. Para além da vantagem da minimização dos encargos financeiros, esta opção permite sinalizar atempadamente a evolução dos custos com a energia elétrica influenciar adequadamente os hábitos de consumo.
9. Este procedimento constitui também um referencial importante para as decisões dos clientes quanto à mudança de comercializador entre o mercado — que pode, a todo o tempo, ajustar e refletir os custos nos preços praticados — e o comercializador de último recurso — com uma tarifa regulada que não reflete os custos e os empurra para futuro acrescidos de encargos financeiros.
10. O CT enfatiza, no entanto, que esta importante sinalização aos clientes poderá realizar-se mediante a definição prévia de bandas de variação, inferior e superior, de modo a permitir repercutir os custos sem gerar impactos bruscos nas tarifas.
11. O CT nota ainda que, embora nenhuma revisão tenha sido realizada pela ERSE, é o Decreto-Lei n.º 240/2004, relativo aos CMEC, que já estipula a realização de uma revisão tarifária extraordinária até abril de cada ano, no âmbito da reconciliação das parcelas fixa e de acerto, bem como revisões tarifárias em abril ou julho de cada ano, consoante a revisibilidade seja positiva ou negativa podendo os ajustes propostos conjugar-se com os mesmos.

B. REGULAÇÃO ECONÓMICA DAS ENTIDADES REGULADAS

1. O CT releva a importância da definição de níveis de exigência realistas e fundamentados, alcançáveis pelos agentes a que se destinam, mas também que sejam garantidos elevados níveis de qualidade de

⁵⁷⁵ Vide pareceres de [9 de janeiro](#) e de [15 de novembro de 2007](#).



serviço, promovida a eficiência energética e a adoção de soluções que não sejam elas próprias geradoras de custos que poderiam ser evitados.

2. O CT destaca também que os modelos a aplicar devem contemplar níveis de remuneração que assegurem a rentabilidade necessária ao nível dos investimentos requeridos nos ativos, incluindo o fundo de manuseio necessário à exploração das atividades, através da definição de um custo de capital adequado ao nível de risco.

B.1. TAXA DE JURO

1. O objetivo da remuneração dos ajustamentos tarifários através da aplicação de uma taxa de juro é compensar financeiramente as empresas ou consumidores pela existência de desvios, positivos ou negativos, nos proveitos permitidos.
2. Tendo por base o princípio da neutralidade financeira, que deve sempre ser preservado, o CT entende que as taxas de juro a aplicar aos ajustamentos tarifários devem ter em consideração as características temporais dos respetivos ajustamentos, bem como as características do financiamento necessário à cobertura destes desvios, nomeadamente o prazo da taxa Euribor e o *spread* associado.
3. A ERSE propõe a introdução da Euribor a 3M em vez da atual a Euribor acrescida de um *spread* fixado no início de cada período de regulação (3 anos).
4. A definição regulatória do *spread* deve assegurar adequadamente a cobertura de risco associado ao financiamento dos desvios e não exclusivamente relacionado com o prazo da taxa Euribor definida.
5. O CT entende que, atendendo aos prazos subjacentes à mecânica dos desvios (a recuperar a um ou dois anos de acordo com os regulamentos), a taxa Euribor a 3M é mais adequada, pelo que se deve manter a atual situação.

B.2. TAXA DE INFLAÇÃO

1. A aplicação de um deflator visa proporcionar uma atualização dos parâmetros das várias atividades sujeitas à regulação.
2. O CT já analisou o tema da escolha do indexante^{576 577} tendo concluído que o deflator do PIB seria o indexante mais adequado para representar a evolução dos custos das atividades, uma vez que incorpora não apenas as variações de preços de um determinado cabaz de preços, mas de todos os bens e serviços da economia.
3. Na formulação dos mecanismos com impacto na variação das tarifas de venda a clientes finais ou na aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas, deve ser utilizado O IPC — índice de preços no consumidor, total sem habitação — indicador com maior aderência ao universo a que se destina.

B.3. ACTIVIDADES DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

1. A proposta da ERSE corresponde, grosso modo, a passar duma regulação por custos aceites para uma eventual regulação baseada em custos de referência associados a uma política de incentivos e limitações das variações de preços para os custos de exploração e manutenção.
2. O CT considera que a proposta de alteração do modo de regulação do operador da rede de transporte está insuficientemente enquadrada e justificada, sendo totalmente omissa quanto ao necessário balanço entre ganhos expectáveis e aumento de risco para os consumidores, de menor investimento

⁵⁷⁶ Vide [parecer](#) do CT de 16/maio/2005.

⁵⁷⁷ Vide [parecer](#) de 2 de abril de 2003.



ou degradação da qualidade, inerente aos sistemas de incentivos propostos, desconhecendo se o que motiva a alteração é uma mera opção ou se decorre dum eventual diagnóstico.

3. Na atividade de transporte de energia elétrica perspectivam-se investimentos avultados no domínio da política energética nacional (cf. as energias renováveis duplicação da potência eólica atualmente instalada, reforço da capacidade de interligação Espanha) e procedimentos de operação e manutenção compatíveis com ele dos standards de qualidade de serviço.
4. Enquanto o incentivo ao investimento passa essencialmente pela utilização de uma taxa de remuneração adequada aplicada a custos eficientes de investimento, a não introdução de incentivos no OPEX, regulado até ao momento por custos aceites, pode conduzir a resultados menos eficientes.
5. O mercado de serviços de sistema entrou em funcionamento em Julho de 2007, com âmbito apenas nacional e a sua gestão encontra-se em fase de crescimento, devendo ainda evoluir para um âmbito Ibérico de acordo com o previsto pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, pelo que o CT questiona a forma de regulação proposta pois, qualquer incentivo à redução de custos na função de gestão dos mercados de serviços de sistema poderá refletir-se na qualidade do seu desempenho e no sucesso da implementação do MIBEL.
6. Pelo que, o CT manifesta dúvidas quanto à adequação do modelo proposto, recomendando prudência na opção final que venha a ser adotada.

B.4. CUSTOS INCLUIDOS NA UGS

B.4.1. TARIFA SOCIAL

1. Reconhecendo a necessidade de adequada proteção dos consumidores mais vulneráveis, atento até a introdução dum novo conceito comunitário - o de "pobreza energética" a tarifa social constitui um tema da maior relevância para os consumidores, tendo o CT já anteriormente recomendado a sua revisão e reapreciação da estrutura.
2. A proposta apresentada pela ERSE vem parcialmente ao encontro das preocupações do CT sendo seu entendimento que, tratando-se de um sobrecusto de natureza económico-social, deverá ter um tratamento análogo aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.
3. Por isso, o CT concorda que, os sobrecustos inerentes à tarifa social (cujo universo de utentes, hoje, é de 4.000) passem a ser suportados por todos os consumidores, e não só pelos consumidores do CUR como até agora, sendo para o efeito incluídos na UGS como um custo de interesse económico geral.
4. Contudo, o CT opõe-se a que a alteração do tratamento dado à tarifa social - de opção tarifária para regra de faturação — seja concretizada sem uma prévia definição dos critérios de atribuição da tarifa social, garantindo a sua não desvirtuação, considera que a mera consideração de grandezas físicas (potência, quantidade de consumo, etc.) é insuficiente face às realidades económicas e sociais específicas dos agregados familiares a abranger pois poderá integrar segundas habitações, garagens ou iluminação de serviços comuns (escadas) o que manifestamente não é o objetivo da proteção e em nada relacionadas com a vulnerabilidade dos consumidores.
5. Assim, o CT recomenda que, em conformidade com o proposto, a tarifa social passe a integrar a tarifa UGS mas que, antes de se tomar regra sejam definidos:
 - a) os conceitos de cliente vulnerável e das condições de acesso à tarifa social;
 - b) os concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenção da tarifa de energia e potência, isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo).



6. Finalmente, o CT considera importante a promoção pela ERSE do envolvimento e intervenção das entidades relevantes (Governo, Segurança Social, Defesa do Consumidor e outros organismos públicos) para a definição dos conceitos e também para a operacionalização dos procedimentos subsequentes.

B.4.2. ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DA MICROPRODUÇÃO

1. O Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, estabelece o regime da microprodução, tendo entrado em vigor em 2 de fevereiro de 2008, conhecendo, desde logo, um notável sucesso na adesão dos consumidores em baixa tensão (capacidades disponibilizadas sequencialmente esgotadas em poucas horas).
2. O regime mais procurado é, naturalmente, o regime dito bonificado, cuja tarifa, muito atrativa para os potenciais investidores, levanta a questão de saber como e onde alocar o sobrecusto resultante, sendo de salientar que o Decreto-Lei n.º 363/2007 é omissivo nessa matéria, como aliás refere a ERSE.
3. Relembra o CT, a este propósito, a sua opinião de que o sobrecusto da produção em regime especial com origem em fontes renováveis deveria ser repartido por todos os consumidores de energia⁵⁷⁸, sendo manifesta a distorção tarifária induzida pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.
4. De uma forma mais global, o CT também sempre manifestou a sua preocupação com o avolumar dos custos com a produção em regime especial recomendando, entre outras medidas mais pontuais, uma profunda discussão e reavaliação urgente de todo o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial⁵⁷⁹.
5. O CT não se opõe à opção apresentada pela FRSE para a alocação do sobrecusto da microprodução.

B.5. OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A fusão das duas atividades reguladas traduz uma simplificação do processo regulatório, em harmonia com a regulação do gás em Portugal e com a regulação do setor elétrico em Espanha, devendo ser garantido e preservado o equilíbrio económico-financeiro de cada uma das atividades (DEE e C. Redes), quando considerado isoladamente antes da fusão.

B.5.1. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

1. A forma de regulação de incentivos por preço máximo deve proporcionar uma melhoria de desempenho das empresas e da qualidade de serviço prestada, em benefício dos consumidores.
2. Assim, a fixação de incentivos deve ter em atenção o modo como os diversos custos evoluem ao longo dos anos e a exequibilidade dos objetivos de eficiência definidos, notando, o CT que a proposta é omissa quanto à previsão de remuneração de fundo de manei.
3. Mantendo-se no essencial a regulação desta atividade por preço máximo, o CT considera relevante a introdução do ajustamento em função dos custos reais, em vez dos previsionais, como por exemplo no que respeita a rendas de concessão.
4. O CT nota que as rendas aos municípios, decorrentes de diploma legal e nos termos dos contratos de concessão negociados, são um custo não controlado pela distribuição e que a revisão da metodologia de fixação das mesmas depende de diploma legal cuja aprovação e publicação prévia ao próximo período regulatório se afigura fundamental.

⁵⁷⁸ Cf. [parecer](#) CT de 15 de novembro de 2006.

⁵⁷⁹ Cf. [parecer](#) CT de 7 de junho de 2007.



B.5.2. CUSTOS COM CONTADORES

1. De acordo com a proposta da ERSE em análise, são excluídos dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica os custos com os contadores, em resultado da publicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, que proíbe a cobrança aos utentes de "*qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspeção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados*".
2. O CT reitera a sua posição quanto ao entendimento de que esta interpretação da ERSE sobre a Lei n.º 12/2008, no que concerne aos custos com contadores, justificaria melhor fundamentação.
3. Com efeito, parecendo claro que resulta da referida Lei a proibição da cobrança direta aos consumidores — regra, aliás, já constante dos Regulamentos atualmente em não é forçoso concluir que os mesmos devam ser retirados dos ativos fixos das empresas e consequentemente deixem de ser remunerados e amortizados.
4. O CT manifesta preocupação quanto à interpretação adotada pela ERSE e s consequências da mesma, nomeadamente, para o desenvolvimento de novos e mais eficazes métodos de contagem, para o alargamento das opções tarifárias que impliquem mudança de contadores e para a compatibilização com o princípio de recuperação dos custos inerentes à prestação do serviço.

B.6. COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO - CUR

B.6.1. FORMA DE REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

1. O CT manifesta a sua concordância genérica à nova forma de regulação proposta.
2. No tocante aos incentivos à eficiência e limitação dos outros custos à inflação cabe referir que os incentivos à eficiência dos custos associados aos processos comerciais e a limitação dos restantes custos à inflação, no âmbito de uma regulação por preço máximo são uma forma de regulação que deve proporcionar ao CUR uma melhoria de desempenho.
3. No entanto, esses incentivos devem ter em atenção não só o modo como os diversos custos de exploração evoluem ao longo dos anos como também a definição de níveis de exigência realistas e fundamentados, que sejam alcançáveis pelos agentes a que se destinam.
4. Relativamente à separação no cálculo dos proveitos permitidos entre uma componente fixa (que evolui com um fator de eficiência e deflator do PIB) e uma componente variável (que evolui com IPC-x e com o número de consumidores), o CT considera ser importante identificar corretamente quais os custos fixos independentes da variação do número de clientes.

B.6.2. MARGEM DA COMERCIALIZAÇÃO

1. O modelo que é proposto para implementar no próximo período regulatório deve incentivar níveis de eficiência com metas exequíveis e remunerar adequadamente as atividades de forma a proporcionar a cobertura efetiva dos vários riscos associados.
2. Considera-se assim, que a margem de comercialização proposta pela ERSE deve contemplar a remuneração do respetivo fundo de maneo (ativo circulante líquido do passivo circulante) em linha com o custo de capital para cobrir os riscos específicos do serviço universal prestado pelo CUR.
3. Assim, o CT salienta que as necessidades de fundo de maneo derivadas do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamento e de recebimento decorrentes essencialmente da regulamentação, devem ser consideradas como um investimento estruturante do sistema, a remunerar com uma taxa adequada aos capitais permanentes necessários à função e aos riscos envolvidos.



B.6.3. PARTILHA DE RISCO DE COBRANÇA COM OS CONSUMIDORES

1. A ERSE apresenta uma alteração significativa em termos de princípio de regulação para o tratamento das dívidas incobráveis do Comercializador de Último Recurso - CUR (EDP - Serviço Universal).
2. Esta atividade de comercializador de último recurso - aquele que é "*sujeito à obrigação da prestação universal do fornecimento de eletricidade, garantindo a todos os clientes que o solicitem a satisfação das suas necessidades, na observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à proteção do consumidor*" - não se encontrava separada das restantes atividades até 2007 e resultou expressamente do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases da organização e do funcionamento do setor elétrico.
3. Esta individualização do comercializador de último recurso exige uma regulação diferente daquela que foi adotada para a mesma atividade quando exercida conjuntamente com a atividade de distribuição.
4. Desde o início da regulação que a ERSE não aceita os custos das dívidas incobráveis, assumindo que se tratava de um custo a ser assumido pela empresa passando agora a propor, nesta revisão, o que denomina partilha com os consumidores através da inclusão numa parcela associada ao "risco de cobrança".
5. O CT não pode deixar de referir que a argumentação apresentada pela ERSE para a partilha do risco de cobrança - a saber: a) Estabilidade tarifária; b) Riscos dependentes da conjuntura económica - é insuficiente (note-se, aquela é uma solução adotada, para esta mesma atividade, noutros países europeus, como sendo a Irlanda, Noruega, Holanda e Dinamarca).
6. As especificidades da atividade de comercialização de último recurso, obriga a fornecer energia elétrica a todos os clientes que a requisitem — sem a seleção que é possível ser feita no mercado -, prestando o respetivo serviço de fornecimento de energia elétrica antecipadamente ao pagamento (a regulamentação dos prazos de faturação, cobrança e comunicações prévias à interrupção do fornecimento implicam um risco de consumo sem pagamento durante cerca de 90 dias) estando, como é sabido, limitada a possibilidade de solicitar cauções.
7. Já em regime de mercado, o risco de cobrança é tacitamente considerado na fixação dos preços por parte das empresas, sendo que as forças concorrenciais levam à sua minimização.
8. Em ambiente regulatório com fixação de preços finais ao consumidor, como é o caso do setor elétrico, a empresa não tem essa opção ao seu dispor, ficando dependente da forma de regulação definida pela entidade reguladora, aceitando ou não esses custos, o CT entende a complexidade da matéria, proporcionalmente oposta aos montantes em apreciação.
9. A forma de considerar as dívidas incobráveis em ambiente regulatório não pode ser analisada isoladamente.
10. A profunda mudança no modelo de regulação para o CUR apresentada pela ERSE deve enquadrar esta reflexão, tendo em conta que o modelo adotado até à data (basicamente custos aceites e taxa de remuneração sobre ativos) já foi catalogado pelo CT como não sendo o mais adequado, provocando dificuldades no equilíbrio económico-financeiro de uma empresa essencialmente dependente de ativos não fixos. Propõe agora uma regulação baseada em:
 - a) Aceitação dos custos de exploração comercial, atualizados anualmente com a taxa de inflação, a variação do número de consumidores e um fator de eficiência anual;
 - b) Aceitação dos restantes custos de exploração atualizados anualmente com a taxa de inflação e um fator de eficiência;
 - c) Criação de uma margem de comercialização, como atrás referido.



11. O CT considera este dispositivo mais consentâneo com as características e atividade do CUR pelo que considera suficiente a alteração no modelo de regulação para acautelar o risco de cobrança — mínimo no mercado.
12. Finalmente, a regulação deve procurar transmitir sinais positivos aos agentes económicos ao nível dos seus comportamentos de consumo bem como a uma crescente eficiência na alocação de recursos escassos.
13. A proposta da ERSE, neste capítulo, não cumpre declaradamente esse objetivo pois dá um sinal errado aos consumidores veiculando a ideia de que "*alguém cumpridor pagará sempre*" e pode propiciar uma diminuição da eficiência da empresa na busca de cobrança dos casos difíceis.
14. Assim, o CT entende que face às alterações do modelo regulatório para o CUR e aos sinais perniciosos que esta medida enferma, o risco de cobrança deve continuar a ser assumido pelo CUR.

B.7. REGULAÇÃO ECONÓMICA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. A atual forma de regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica das Regiões Autónomas, consiste na definição para todo o período regulatório de uma taxa de remuneração sobre os ativos afetos a cada atividade sendo os custos aceites numa base anual.
2. A proposta apresentada pela ERSE, relativamente à regulação daquelas atividades, tem como objetivo, uniformizar a metodologia de regulação das atividades da distribuição e comercialização de energia elétrica da RAA e RAM, com as atividades semelhantes do Continente, pretendendo-se aplicar uma regulação por revenue cap em que é definido à priori, um proveito máximo e a sua evolução ao longo do período de regulação, de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um fator de eficiência previsto pelo regulador.
3. O CT concorda com o princípio de uniformização de metodologias de regulação em todo o espaço nacional, considerando, todavia, que devem ser salvaguardadas eventuais especificidades inerentes às Regiões Autónomas.
4. O Conselho nota que a uniformização da metodologia de regulação das atividades do Continente com as das Regiões Autónomas, poderia ser iniciada de forma plena no próximo período regulatório para o que, os proveitos permitidos das atividades de DEE e CEE deviam ser determinados com base no preço máximo cuja trajetória seria apurada de acordo com índice de preços implícito do PIB, deduzido de um fator de eficiência previsto pelo regulador crescendo, ainda, para a DEE a variável de energia vendida e a para a CEE o número de clientes.
5. No que se refere à margem de comercialização, o CT considera que a mesma deverá ser ajustada de modo a remunerar devidamente os ativos imobilizados afetos à CEE, bem como os capitais circulantes, de forma a tornar esta atividade empresarialmente sustentável, ou seja, com uma rentabilidade adequada ao risco do negócio.
6. Finalmente, o CT nota que a ERSE se comprometeu a inserir em processo de revisão regulamentar e no âmbito de uma consulta pública, o problema dos custos associados à taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira, situação que o CT verifica não constar na revisão regulamentar em discussão.

C. SINCRONIZAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DA TARIFA DE ENERGIA E DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

1. O CT acolhe a proposta pela ERSE relativamente à sincronização dos ajustamentos da compra e venda de energia elétrica e do sobrecusto dos PRE.
2. Com efeito, para o CT é positiva a coincidência temporal dos ajustamentos, permitindo sinalizar mais adequadamente junto dos clientes a evolução dos custos efetivos com a aquisição de energia elétrica.



3. Por outro lado, o sistema também beneficia por efeito da redução dos custos financeiros induzida pelo menor período de recuperação dos desvios.
4. Adicionalmente, o CT releva que esta proposta contempla ainda a inclusão a priori de todos os custos a refletir na tarifa — designadamente interruptibilidade, PPDA, PPEC, incentivos do agente comercial — o que permite evitar desvios significativos e os correspondentes encargos financeiros.

D. AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. O CT regista que o acréscimo de informação a fornecer pelas empresas reguladas a validar pela ERSE para efeitos de determinação de proveitos das atividades reguladas, bem como as alterações das formas de regulação agora propostas poderão representar um significativo avolumar de trabalho para os recursos internos do regulador, pelo que, em determinadas situações, as ações de verificação deverão ser contratadas a entidades terceiras.
2. No entanto, ressalta que as contas e respetivas informações das empresas reguladas são, desde o início da regulação, auditadas, nos termos do [Regulamento Tarifário](#) e nas normas e metodologias complementares fixadas pela ERSE.
3. Acresce que as empresas, designadamente as que estão cotadas em bolsa, já são legal e naturalmente auditadas pelo que não se percebe que a ERSE, no n.º 2 do art. 13.º venha interferir na definição dos critérios de seleção de entidades responsáveis pela realização das auditorias.
4. Estas novas auditorias que, note-se, são propostas quer para a verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário quer para a verificação do regulamento das relações comerciais, representariam custos aceites previsivelmente elevados a repercutir nas tarifas.
5. Pelo atrás exposto, não resulta claro para o CT a pertinência de maiores garantias de verificação, recomendando que fique explícito a priori quais as situações em que se considera necessária uma ação de verificação conduzida por entidade externa independente.
6. Paradoxalmente, deveriam ficar previamente definidas na fixação dos parâmetros para o triénio regulatório, contrariando a vontade manifestada pela ERSE de as realizar "*sempre que necessário*".

E. FACTURAÇÃO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL AOS FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

1. O CT considera que a questão relativa à faturação dos CMEC aos fornecimentos de iluminação pública devia ter sido enquadrada aquando da aprovação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
2. A solução agora apresentada é de duvidosa compatibilidade com o mencionado quadro legal que apenas permite faturar os CMEC através da potência contratada.

III

CONCLUSÕES

Face ao exposto, entende o CT que a proposta deve ser revista de acordo com as recomendações e sugestões formuladas.

Aprovado em 7 de julho de 2008.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Regras para os Planos do Desempenho Ambiental – PPDA ◆ [\[Consulta Pública n.º 22\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵⁸⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁸¹.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário os documentos contendo uma "*Proposta de regras para os Planos do Desempenho Ambiental - PPDA*".

Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTO PRÉVIO

1. A proposta agora apresentada pela ERSE insere-se nas matérias a consolidar tendo em vista a fixação dos parâmetros do triénio regulatório 2009-2011.
2. A ERSE já apresentou propostas para parecer deste órgão, referentes a: "*Propostas de mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de CO₂*", "*Proposta de alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo*" e agora "*Novas regras para os Planos de Promoção Ambiental*", propostas que embora importantes e significativas têm, no seu todo, um pouco expressivo impacte tarifário.
3. O Conselho manifesta a sua preocupação com o facto de se aproximar o final do 1.º semestre de 2008 sem lhe terem sido submetidas propostas de forte impacte tarifário como é designadamente, o caso da "*Metodologia e determinação do custo de capital*".

I

APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

1. A proposta apresentada pela ERSE ao CT revela-se bem estruturada, completa é acompanhada de um estudo que avalia a experiência dos PPDA entre 2002-2006, retirando ilações sobre a importância do tipo de incentivo regulatório a transmitir e as necessidades de alteração da regulamentação.
2. O CT regista como positivo a forma participada como a ERSE encarou as alterações às regras do PPDA, permitindo que os vários interesses em campo pudessem contribuir na construção da proposta agora em apreciação.
3. Sem prejuízo dos comentários que tece na especialidade, o CT concorda com a autonomização das regras referentes aos PPDA e a consequente alteração ao Regulamento Tarifário (RT), permitindo maior transparência, maior participação na discussão e detalhe na regulamentação aplicável a estes incentivos pagos por todos os consumidores.

⁵⁸⁰ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁸¹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



4. No entanto, não resulta claro ao CT, quais as alterações que irão ser feitas ao RT na sequência desta autonomização da subregulamentação do PPDA em análise, pelo que se reserva a uma eventual nova pronúncia aquando da apreciação da proposta de alteração do RT.
5. Atendendo à experiência colhida com os PPDA anteriores, concorda designadamente o CT com as seguintes alterações: a) valoração positiva do envolvimento de agentes externos ao setor por via da parceria; b) introdução do fator competição entre as empresas como incremento da qualidade e inovação das medidas; c) limitação da reafecção dos custos entre anos no mesmo período regulatório como fator que permitirá um melhor planeamento e execução mais eficaz.
6. No tocante a medidas de correção paisagística no âmbito dos PPDA, o CT recomenda que estas sejam apenas direcionadas para situações passadas, devendo ser garantido que os novos projetos tenham já internalizadas estas preocupações.
7. O CT subscreve a fixação de montantes dedicados - 30% Continente e 40% Regiões Autónomas como promoção de uma transição equilibrada para as novas regras, assegurada que seja a efetiva valia ambiental de todas as medidas aceites no âmbito do PPDA.
8. Finalmente, constatada a existência de vários pontos em comum, o CT entende que teria sido oportuno que a presente proposta de *Regras para os Planos do Desempenho Ambiental - PPDA* pudesse ter sido discutida em simultâneo com a *Alteração das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo*, por forma a harmonizar procedimentos e aproveitar sinergias.

II

APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

A - PAINEL DE AVALIAÇÃO

1. Sendo a avaliação económica dos benefícios ambientais uma tarefa complexa e desejável a realização de análises do tipo custo - benefício (e não apenas custo-eficácia), o CT reconhece o interesse na criação de competências associadas à avaliação de forma a assegurar maior exigência em termos de qualidade, rigor, clareza e objetividade dos PPDA.
2. No entanto, atendendo aos valores dos incentivos em causa, o CT não pode deixar de manifestar estranheza e questionar a necessidade da criação dum painel de avaliação associado aos PPDA (que representam 7,7 milhões de euros por ano), quando estrutura semelhante não foi equacionada no âmbito do PPEC (cujo orçamento anual é de 1 1,5 milhões de euros).
3. O CT considera que, subsistindo o referido Painel, o respetivo enquadramento orgânico e regime de funcionamento devem constar no articulado a aprovar.

B - INCENTIVO À INOVAÇÃO

1. A proposta de regras para os PPDA, promove o incentivo à inovação não pela valorização positiva das medidas mas pela penalização da sua repetição, independentemente da sua mais-valia ambiental. Com efeito, refere no ponto 1, do artigo 12.º que: "*No caso de medidas que preconizem ações semelhantes a outras já apresentadas em anos anteriores, só são consideradas para efeitos tarifários 85% dos custos verificados com a medida*".
2. Nota o CT que relativamente a custos de investimento que contribuam para a melhoria do desempenho ambiental (previstos como custos elegíveis pela alínea a) do no I do artigo 70), as empresas poderão enquadrá-los no âmbito do PPDA, ou, em alternativa, no âmbito das suas propostas



de investimentos, caso em que, a serem aceites pela ERSE, os custos serão reconhecidos na íntegra ao longo do período de vida útil do bem.

3. O CT reconhece que, caso a parte do investimento não participada através do PPDA não seja remunerada como qualquer outro investimento, as empresas promotoras tenderão a não realizar esses investimentos, pese embora a sua mais-valia ambiental, pelo que recomenda a clarificação desta regra.
4. Igual clarificação é necessária no que respeita aos restantes custos, por forma a que não se crie um não incentivo à adoção de medidas com mais valia ambiental.
5. Ainda, o CT sugere que a valoração das medidas inovadoras seja feita por meio dum critério próprio, positivo, ao nível do artigo 10.º.

C - FUNDO DE GESTÃO DOS PPDA

1. A proposta da ERSE cria um fundo de gestão dos PPDA para assegurar o funcionamento do painel de avaliação e ações de monitorização da ERSE.
2. A subsistir a criação dum Painel de Avaliação, o CT entende que o fundo avaliado como necessário ao funcionamento do mesmo poderia ser gerido pela própria ERSE.
3. O CT destaca a necessidade em clarificar se o valor deste fundo, que poderá chegar a 1% do montante afeto aos PPDA, está incluído ou será adicionado ao montante global dos planos aceites no âmbito do PPDA.

III

CONCLUSÕES

Face ao exposto, entende o CT que a proposta deve ser revista de acordo com as recomendações e sugestões formuladas.

Aprovado em 4 de junho de 2008.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

ALTERAÇÕES DO REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)

As dúvidas do Conselho Tarifário foram, entretanto, esclarecidas com o lançamento, no passado dia 6 de junho, da consulta pública sobre a proposta de alterações ao RT. Tal como referido no documento justificativo da proposta de novas regras dos PPDA, propõe-se que as disposições do RT sobre esta matéria sejam bastante genéricas, contendo somente os princípios gerais a regulamentar com as presentes regras.

TIPO DE MEDIDAS

A ERSE aceita a proposta recebida, privilegiando as situações de passivos ambientais nos critérios para seleção de medidas.

MONTANTE DEDICADO

De acordo com uma das regras do articulado, são elegíveis as medidas que "contribuam para a melhoria do desempenho ambiental da empresa...", pelo que a preocupação manifestada pelo CT será tida em consideração na avaliação das medidas.

PPDA E PPEC

Apesar de algumas semelhanças, existem diferenças assinaláveis entre os dois programas, designadamente ao nível dos promotores, que nos PPDA são somente as empresas reguladas. Por outro lado, é frequente a confusão entre medidas do PPDA e do PPEC, pelo que a discussão conjunta poderia não ajudar a efetuar a necessária distinção.

De todo o modo, a ERSE procurou valorizar na sua proposta a experiência recolhida na execução dos PPDA e PPEC, harmonizando, sempre que possível, os procedimentos seguidos.

PAINEL DE AVALIAÇÃO

No PPEC não se coloca a dificuldade em avaliar benefícios ambientais em descritores distintos, como ocorre com o PPDA. Justifica-se assim a existência do painel de avaliação.

Os custos de gestão dos PPDA estão tipificados no articulado, incluindo-se a remuneração do painel, custos com ações de monitorização e estudos científicos ou técnicos necessários à avaliação das medidas.

Importa ainda referir que o 1% é um valor máximo. No PPEC também existe um custo semelhante com valor de 1% do orçamento anual.

INOVAÇÃO

A ERSE ponderou atentamente a posição do Conselho Tarifário e aceitou os comentários relativos a esta questão. Desta forma, o artigo relativo à inovação, artigo 12.º, foi excluído das novas regras do PPDA, pelo que o incentivo à inovação vai ser considerado num novo critério de seleção das medidas (artigo 10º).

CUSTOS DE GESTÃO

A ERSE alterou o articulado no sentido dos custos de gestão dos PPDA passarem a ser custeados pela tarifa de uso global do sistema, paga por todos os consumidores. Deste modo, será alterada a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de gestão global do sistema de modo a incluir estes custos (atividade desempenhada pela REN). Deste modo, estes custos são considerados de forma autónoma do montante máximo. Esta solução é idêntica à adotada para o PPEC.



◆ Alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo aprovadas no âmbito do Regulamento Tarifário ◆ [\[Consulta Pública n.º 20\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁸².

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁸³.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo aprovadas no âmbito do Regulamento Tarifário*", a qual integra também alterações pontuais ao RT.

Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTOS PRÉVIOS

1. O Conselho Tarifário (CT) elogia a iniciativa do PPEC e sublinha a importância dos objetivos que prossegue.
2. Atendendo a que decorreram apenas dois anos sobre o início da vigência do atual regime sendo ainda reduzidas as experiências e insuficientes os dados publicados (o relatório de avaliação do PPEC 2007, cujas medidas têm fecho previsto em 31 de março, não pôde ser elaborado e conseqüentemente, analisado pelo CT), o Conselho questiona a pertinência do momento escolhido para introduzir alterações às regras aplicáveis, bem como a necessidade e a mais-valia de algumas das alterações propostas.
3. Ainda, o CT reitera que o procedimento adotado pela ERSE de consulta simultânea ao CT e aos restantes interessados não deve escusar uma nova consulta ao Conselho após incorporação de sugestões e comentários, pelo que aguardará lhe seja remetida, uma proposta revista após a consulta pública, aceitando o CT um natural encurtamento dos prazos para se pronunciar.
4. O CT quer destacar o facto de, em paralelo e quase total simultaneidade com a presente proposta e consulta pública, estar a decorrer uma outra consulta pública: a do "Plano Nacional de Ação Para a Eficiência Energética" (PNAEE).
5. O documento de consulta pública relativo ao PNAEE, constituído basicamente por diapositivos contendo gráficos, não permite identificar com clareza quais as fontes de financiamento.
6. O CT recomenda à ERSE que promova a coerência e sincronização entre o PPEC e o PNAEE no que diz respeito às medidas de eficiência energética através da concertação com as entidades responsáveis pelo PNAEE de forma a garantir não só a necessária articulação como, ainda, a otimização da afetação dos recursos.

⁵⁸² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁸³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



I

NA GENERALIDADE

Sem prejuízo do referido quanto à oportunidade e do mérito dos objetivos que lhe estão subjacentes, o CT considera, na generalidade, que a proposta que lhe foi apresentada se encontra bem estruturada, incorpora várias sugestões anteriormente formuladas pelo CT podendo embora ser clarificada em alguns aspetos. Assim:

a) Repartição de recursos entre medidas tangíveis e intangíveis

Os custos do PPEC 2007-2008 foram repartidos entre medidas tangíveis e intangíveis na proporção de 80% e 20% respetivamente, mantendo-se sensivelmente a mesma repartição entre os dois tipos de medidas no novo Plano.

Considerando que grande parte dos ganhos de eficiência no consumo de energia passa por alterações de comportamento dos consumidores, objetivo para o qual as medidas de tipo intangível se encontram mais vocacionadas, e à falta de elementos de avaliação sobre os impactes dos dois tipos de medida, o CT não se opõe à distribuição proposta pela ERSE.

b) Promotores de medidas

O enquadramento regulamentar do PPEC, em vigor, define o conceito de promotor - entidade habilitada para apresentar candidaturas a medidas do PPEC como sendo os comercializadores, os agentes externos, os operadores de rede e associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de âmbito nacional e interesse genérico, de âmbito regional e interesse genérico no caso das regiões autónomas e as de interesse específico para o setor elétrico.

O CT relembra que o conceito de promotor, inicialmente circunscrito aos agentes externos, comercializadores e operadores de rede, foi, por recomendação do CT, estendido às associações e entidades de promoção dos interesses dos consumidores, por tratar-se de entidades representativas dos consumidores que, como se sabe, são parte interessada na promoção da eficiência energética [cf. alínea f) do art.º 2.º].

Uma das inovações constantes da proposta de revisão do enquadramento regulamentar do PPEC agora apresentada pela ERSE consiste na extensão do conceito de promotor a associações municipais, associações empresariais, agências de energia e instituições do ensino superior e centros de investigação.

O CT reconhece o papel preponderante que todas estas entidades podem e devem desempenhar no quadro da promoção de eficiência energética, em particular junto dos consumidores, pelo que acolhe favoravelmente a sua inclusão no rol de promotores.

Através da inclusão destas entidades enquanto promotores de medidas do PPEC será possível, no entendimento do CT, estender o efeito das medidas de eficiência energética a um maior número de consumidores, designadamente ao nível regional e local, o que representa um aspeto positivo a ter em consideração.

c) Repartição dos recursos (incentivos) por segmentos de mercados

O CT entende manter, com os fundamentos expressos no seu anterior parecer para o qual se remete, que devem ser seguidos como princípio, tanto na repartição dos recursos, como na seleção das medidas aprovadas:

- o da prioridade do segmento residencial (BTN);



- o da exclusão, enquanto beneficiários/destinatários de medidas, dos estabelecimentos propriedade ou em uso pela administração central, regional e local do Estado, cujo objetivo dum procura pública energeticamente eficiente constitui um dever a financiar a partir dos próprios resultados operacionais da atividade de aquisição de energia para os serviços do Estado⁵⁸⁴.

d) Periodicidade das candidaturas e prazos de implementação das medidas

- Periodicidade das candidaturas - O CT entende que a periodicidade bienal das candidaturas é aceitável face à carga burocrática dos concursos.
- Prazos de implementação das medidas - O CT mantém a opinião, expressa no seu [parecer](#) de 05/abril/2006, de que as medidas propostas devem poder ter uma duração de implementação variável num período de um, dois ou no máximo de três anos, discordando da fixação de medidas exclusivamente bienais.

Considera o CT que, no período de um ano, é possível implementar medidas que contribuam também para a sustentabilidade da eficiência energética pelo que discorda da sua exclusão.

Por outro lado, o facto de ter havido pouca preferência da parte dos promotores a 3 anos, face ao pouco tempo de experiência de PPEC, não deve levar à inviabilização de tal hipótese.

Acresce que o CT não entende como razoável a existência de valores máximos e mínimos como fator de não elegibilidade embora, dependendo da medida concreta, possa dever existir uma correspondência entre a implementação das medidas em cada período e uma percentagem do custo candidato.

e) Prazos

São propostas alterações aos prazos para apresentação de candidaturas, aprovação, reclamação e aprovação final, conforme tabela:

| | PPEC 2007-2008 | PPEC 2009-2010 | ANOS SEGUINTE |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|
| Apresentação de candidaturas | 30 de Abril | 31 de Maio | 1 de Março |
| Aprovação das candidaturas | 31 de Julho | 15 de Novembro | 31 de Julho |
| Reclamação da aprovação das candidaturas | | 30 de Novembro | 31 de Agosto |
| Aprovação final das candidaturas | | 15 de Dezembro | 30 de Setembro |

Considerando que as candidaturas a apresentar no ano em curso são precedidas de alterações das regras do PPEC, decorrentes de consulta pública cujo processo se perspectiva estar finalizado em abril/2008, o CT entende deverem ser estabelecidos dois regimes de candidaturas: um regime transitório válido em 2008 e um regime para os anos seguintes.

⁵⁸⁴ Cf. aliás, parece resultar evidente no slide 8 do PNAEE.



Assim, e procurando manter equidade nos prazos concedidos aos promotores e à ERSE, o CT propõe a alteração das datas em conformidade com a seguinte tabela:

| | PPEC 2009-2010 | ANOS SEGUINTE |
|--|-----------------------|----------------------|
| Apresentação de candidaturas | 30 de Junho | 30 de Abril |
| Aprovação de candidaturas | 31 de Outubro | 15 de Agosto |
| Reclamação da aprovação das candidaturas | 30 de Novembro | 15 de Setembro |
| Aprovação final das candidaturas | 15 de Dezembro | 31 de Outubro |

f) Valor anual a incorporar nas tarifas e acompanhamento da execução do PPEC pelo CT

O CT não pode deixar de sublinhar que pelo facto do PPEC ser suportado por todos os consumidores de energia eléctrica, via tarifas, é seu entendimento que a proposta de fixação de tarifas e preços em cada ano deve ser acompanhada dum balanço e análise de implementação dos programas aprovados.

Em termos de dotação anual, o CT considera que deverá ser incorporado nas tarifas um valor previsional de 11,5 milhões de euros, para cada um dos 3 anos do novo período regulatório, independente do processo de implementação e de pagamento das medidas aos promotores.

g) Agilização

Por razões relacionadas com a regulamentação europeia ao nível dos "auxílios de estado" a proposta vem concretizar alguns novos procedimentos.

A carga administrativa associada ao registo na base "*minimis*" dos apoios concedidos aos consumidores participantes nas medidas tangíveis dos segmentos indústria, agricultura, comércio e serviços, bem como a necessidade do termo de responsabilidade de um ROC, certificador das despesas efetuadas, dos inerentes documentos comprovativos e do registo na referida base, encarece os custos das medidas em detrimento da canalização das verbas para as efetivas ações de promoção da eficiência energética.

Estes custos devem ser aceites como parte integrante das medidas. Admitindo a manutenção desta carga administrativa associada ao registo na base "*minimis*", deve ser garantida a compensação através da agilização de outros processos como sejam a implementação de concursos bienais e de relatórios de progresso semestrais, auditorias por sorteio, como proposto.

O CT considera que será possível introduzir melhorias no processo e suporte normalizando os procedimentos de pagamento (através do envio à REN, com conhecimento ao promotor, de ordens de pagamento a favor do promotor com inclusão de todos os dados bancários necessários) o que pode permitir encurtar mais os prazos de pagamento.



h) Concurso para promotores

A introdução de um concurso adicional para "promotores não empresas do setor" embora tenha o mérito da diversificação de promotores pode conduzir à elegibilidade e medidas menos eficientes em prejuízo do êxito global das iniciativas do PPEC que se pretende maximizar.

Tendo em conta a maximização das sinergias, o CT considera ser melhor opção adotar um único concurso, incentivando parcerias entre os promotores definidos no atual [Regulamento Tarifário](#) e as demais entidades através da atribuição de uma bonificação a incluir nos critérios de seriação.

i) Proveitos permitidos da DEE

Apesar de ter sido estabelecido para o período de regulação 2006-2008 uma parcela variável dos proveitos desta atividade de 55% para BT e 65% para MT e AT, o CT recomenda que no próximo período regulatório, para além da manutenção do já estabelecido, sejam introduzidos mecanismos de correção *a posteriori* ao consumo decorrente da influência das medidas do PPEC e eventualmente do PNAEE.

O CT considera que a dinâmica da eficiência energética deve ser isenta de impactos nas empresas cujos proveitos dependem (total ou parcialmente) do consumo de energia elétrica.

j) Procedimentos de verificação e medição

A ERSE na sua proposta de revisão às regras do PPEC alarga aos procedimentos de verificação e medição já existentes — e que mantém —, a possibilidade de realização de auditorias por meio de "entidades habilitadas para o efeito, selecionadas mediante uma pré-qualificação".

O CT apoia incondicionalmente a existência de mecanismos de controlo da implementação das medidas financiadas na sua justa necessidade, oportunidade e rentabilidade.

Sem prejuízo da posição de princípio acima expressa pelo Conselho, não resulta evidente quais as razões para se considerar agora a necessidade de recorrer a entidades terceiras para a realização de "auditorias físicas" uma vez que as medidas de seriação (entretanto ajustadas com a experiência dos PPEC anteriores) e a possibilidade regularmente estabelecida da ERSE proceder "aos planos adicionais de medição e verificação das medidas do PPEC" aparentavam ser suficientes, pelo que o CT recomenda melhor justificação nesta matéria.

Nota o CT que os custos para estas auditorias serão limitados a 1% dos orçamentos anuais dos PPEC e se destinam "(...) não só a auditar de forma contínua as medidas aprovadas e implementadas no PPEC 2009-2010, mas também a auditar retroativamente as medidas implementadas do PPEC 2007 e PPEC 2008", questionando o CT a exequibilidade da realização de auditorias a estas últimas medidas.

Resultando pouco claro se estamos perante um orçamento adicional (máximo) de 315.000€ (referente aos dois programas já aprovados mais o próximo), ou somente perante um valor de 115.000 € (1% do valor proposto para o próximo PPEC), o CT recomenda a clarificação deste ponto.

Finalmente, não pode o CT deixar de manifestar a sua apreensão pela apresentação demasiada genérica dos futuros critérios de seleção, em oposição ao rigor que se pretende, naturalmente, atribuir a um processo de fiscalização, recomendado o CT que, entre outros, deve ser salvaguardada a ausência de relações diretas ou indiretas com os promotores, no cumprimento das mais elementares regras éticas.

l) Coeficientes de ponderação dos critérios

No quadro metodológico adotado pela ERSE, as alterações de coeficientes de ponderação (pesos) nos critérios de avaliação, não parecem convenientemente equilibradas, pelo que o CT sugere algumas alterações infra na especialidade.



Ainda, especificamente:

- Quanto ao fator de *free-ridership* - o CT considera que em algumas tecnologias este efeito é elevado e não deve ser ignorado (ex. lâmpadas fluorescentes compactas para substituição de incandescentes, baterias de condensadores para compensação de fator de potência, monitores LCD vs. CRT, ou dos PC *laptop* vs. *desktop*, substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio na iluminação pública e máquinas de lavar com classe de eficiência inferior à A⁺⁺) sendo correta a atribuição de um fator de *free-ridership*.
- Quanto ao fator comportamental - o CT entende que as boas práticas de utilização dos equipamentos/tecnologias têm influência direta na melhoria da eficiência energética, embora, se possam apontar exemplos de como as más práticas de utilização, mesmo com equipamentos/tecnologias de classe energética elevada, geram aumentos de consumo. Nestes termos, parece difícil identificar-se, de entre as inúmeras tecnologias, uma ou outra na utilização da qual o efeito comportamental seja mais decisivo para a melhoria da eficiência conseguida. Pelo que, o CT propõe que não se considere este fator até que se realizem estudos de caracterização estatística que permitam obter indicadores adequados a uma estimação dos efeitos dos fatores comportamentais.
- Quanto ao fator capacidade da medida para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador - é importante sublinhar que este efeito só consegue ser verdadeiramente alcançado se forem associadas medidas intangíveis às medidas tangíveis, promovendo assim a alteração de comportamentos e melhorando o nível de consciência dos consumidores. Considera-se que os aspetos fundamentais a ter em consideração deverão estar associados ao facto de a medida contemplar a disponibilização de conteúdos/suportes informativos, duradouros e relevantes, assim como ao facto de o público-alvo da medida ser constituído pelos consumidores para os quais as barreiras de mercado e falhas de informação são mais relevantes.
- Quanto ao fator inovação nas medidas - o CT considera que a inovação das medidas como sendo o uso de tecnologias emergentes no mercado, a forma de envolvimento s participantes ou as estratégias de comunicação é um importante facto de diferenciação desde que, naturalmente, associados à eficácia.
- Quanto ao fator experiência do promotor (ou parceiros) - o CT reconhece que, no caso concreto das medidas tangíveis em que a operacionalização pode requerer u a estrutura complexa, com implicações técnicas e logísticas relevantes, a experiência em medidas semelhantes e o conhecimento do mercado são fatores fundamentais para o sucesso da \ implementação das ações. Pelo que o CT concorda que a experiência do promotor ou o parceiro seja um fator importante a considerar na avaliação de cada candidatura.
- Quanto ao fator revalorização do custo evitado da energia reativa em 20% do atual preço de energia reativa da tarifa de uso das redes - o CT constata que a proposta prevê uma valorização de 20% do preço de energia reativa da tarifa de uso das redes para medidas que visam a instalação de equipamento de compensação do fator de potência. O CT concorda com a proposta apresentada.
- Quanto ao fator redução do serviço - o CT considera fundamental que as ações a financiar pelo PPEC apenas aceitem iniciativas que conduzam à manutenção ou incremento do nível de serviço rejeitando medidas que possam resultar em ineficiência (ex. substituição de outras lâmpadas com maior fluxo luminoso por LED, conduzindo mais tarde a nova substituição pelo equipamento anterior).

**m) Custos evitados de fornecimento de energia elétrica**

O CT entende que as medidas propostas pelos promotores devem ser avaliadas de acordo com os pressupostos enunciados para cada segmento. No entanto, no que se refere ao primeiro segmento — indústria e agricultura -, a base de cálculo não contempla os preços de BT, onde estão situadas, também, pequenas unidades industriais e agrícolas.

Assim, o CT entende que a base de cálculo para os custos evitados deverá ponderar os custos por nível de tensão em que os destinatários de cada medida se encontrem ligados.

n) Custos evitados superiores nas regiões autónomas dos Açores e Madeira

Os custos de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas são muito penalizados devido à rede isolada, reduzida escala e à grande dispersão dos respetivos sistemas elétricos (9 nos Açores e 2 na Madeira), pelo que qualquer redução no consumo de energia elétrica naquelas regiões tem efetivamente um impacto económico superior ao do sistema continental. Por outro lado, ao verificar-se maior eficiência no consumo de energia, significa também que os custos com a convergência tarifária serão reduzidos. Assim, ao considerarem-se custos evitados superiores nas Regiões Autónomas, está a alinhar-se a regulamentação com a realidade.

Por outro lado, também se reconhece que em termos de equidade, existirá à partida uma vantagem das medidas implementadas nas Regiões Autónomas, quando confrontadas com medidas semelhantes implementadas no continente.

Face a este potencial conflito de interesses, entende o CT, que se deverá encontrar uma solução que alie a racionalidade económica, de se considerarem custos evitados superiores nas Regiões Autónomas, com a equidade entre todos os consumidores.

Assim, propõe-se que seja estabelecido pela ERSE um montante, para cada Região, ao abrigo do qual as medidas apresentadas serão objeto de valorização de custos evitados superiores quando comparadas com outras medidas semelhantes do espaço nacional. A partir daquele montante, as medidas apresentadas pelas Regiões Autónomas concorrerão, em igualdade de circunstâncias, com as medidas apresentadas por todos os promotores.

No caso daquele limite não ser utilizado, o mesmo reverterá para o universo das candidaturas.

o) Valorização do benefício ambiental

A valorização de qualquer ação de economia de energia, por aumento de eficiência do processo de consumo, deverá ser efetuada numa ótica de custo marginal dos recursos evitados.

A tarifa regulada de energia, proposta como base da valorização das várias medidas tangíveis, refletia, até há pouco, apenas o custo médio das licenças de CO₂, valor bastante inferior ao correspondente custo marginal, pois os custos de produção ali contidos estão na sua maioria isentos do pagamento de licenças de CO₂ (produção hídrica e licenças atribuídas gratuitamente às centrais térmicas). Embora a tarifa de energia fixada para 2008, tenha por base preços spot do MIBEL, duvida-se que estes preços internalizem, em média, a totalidade do custo marginal das licenças de CO₂.

A atual tecnologia marginal de produção de eletricidade está baseada em centrais de ciclo combinado a gás natural, cuja emissão específica de CO₂ é de, cerca de, 370 ton/GWh, o que, aos atuais preços de mercado das respetivas licenças, representa um custo marginal de CO₂ de 0,8 cent €/kWh.

Assim, o CT recomenda a reanálise da adequação do valor de 0,14 cent €/kWh proposto para valorizar os benefícios ambientais não refletidos na tarifa regulada de energia.



II

NA ESPECIALIDADE

Sem prejuízo de todo o referido na generalidade e em seu complemento, o CT entende e sugere o seguinte:

Secção II

Medidas e candidaturas

(artigos 4.º a 17.º)

Artigo 5.º - Medidas não elegíveis

Atendendo ao papel do Estado, que deverá ser exemplar na promoção da eficiência energética e atendendo à desejável articulação com o PNAEE, o CT entende que devem ser qualificadas como medidas não elegíveis no âmbito do PPEC as medidas de eficiência no consumo de energia cujos beneficiários/destinatários sejam serviços e organismos da administração pública central, regional e local (cf. alínea c) da Generalidade).

Pelos motivos atrás expostos sugere-se a seguinte redação para a:

alínea d — medidas cujo destinatário sejam quer o respetivo promotor quer serviços e organismos da Administração central, regional e local do Estado.

De acordo com o mencionado na generalidade, sugere-se a supressão das alíneas:

alínea i - medidas cujo orçamento do 1.º ano de implementação seja inferior a 35%.

alínea i - medidas cujo orçamento do 1.º ano de implementação seja superior a 65%.

Considerando-se embora que a comparticipação do promotor elou beneficiário poderia permitir uma maior envolvimento e responsabilização dos mesmos, tal não deverá ser fator de não elegibilidade.

Se por um lado, se permite a candidatura a um leque de novos potenciais promotores, por outro lado, ao exigir-se uma comparticipação líquida efetiva de 20% como condição de elegibilidade desmobilizaria outros potenciais promotores para integrar o processo.

A análise dos projetos PPEC em curso porventura terá demonstrado que a comparticipação por parte dos promotores é efetiva, já que os próprios participam por vezes com valores superiores a 20%. Considera-se, ainda, que com os novos procedimentos de verificação e medição, bem como a criação de condições para a realização de auditorias, estará assegurado a todo o tempo a eficácia e o bom cumprimento das medidas implementadas pelos promotores.

Assim, sugere-se a supressão da:

alínea k — medidas cuja comparticipação (...) seja inferior a 20% dos custos totais da medida

Artigo 6.º - Tipologias de medidas

O CT reitera o que mencionou no parecer anterior sobre o n.º 3 do artigo 6.º: nas medidas tangíveis não deve ser focado apenas o abate sendo igualmente relevante a substituição e a reciclagem de equipamento não eficiente pelo equipamento eficiente. Assim, o CT sugere:

n.º 3 — As medidas tangíveis correspondem a medidas que (...) à tecnologia padrão e a substituição de equipamentos com o correspondente abate (...).

**Artigo 9.º - Prazos de implementação das medidas**

De acordo com o mencionado na generalidade, sugere-se a seguinte redação para o artigo:

*Artigo 9.º**Prazos de implementação das medidas*

As medidas candidatas ao PPEC podem ter duração de implementação variável com limite máximo até três anos, independentemente da duração do período de regulação.

Artigo 10.º - Incentivo a atribuir

A rever em conformidade com comentários ao artigo 5.º supra.

Secção III**Metodologia de Seleção**

(artigos 18.º a 22.º)

Artigo 20.º - Seleção das medidas de eficiência do tipo tangível do concurso destinado a todos os promotores

O CT encontra pouca razoabilidade na igual valoração dos critérios *Rácio benefício-custo proporcional* e *Rácio benefício-custo ordenado*: (30 pontos cada), sugerindo que este último critério seja minorado.

Igualmente, o CT pondera se a valoração dada ao critério *Inovação*, quer nas medidas tangíveis quer nas intangíveis, deveria ser majorado.

III - CONCLUSÕES

O CT entende que a proposta apresentada pela ERSE de alteração das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo e de alteração pontual do Regulamento Tarifário deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes no presente parecer

Aprovado em 14 de março de 2008.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Resposta da ERSE ◆

REVISÃO DAS REGRAS DO PPEC

A pertinência da atual revisão de regras prende-se com a necessidade sentida pela ERSE de aperfeiçoamento das regras em resultado da experiência adquirida ao longo dos processos do PPEC 2007 e 2008.

A ERSE questiona a pertinência de efetuar uma nova consulta ao Conselho Tarifário, não sendo um procedimento normalmente adotado. Uma nova iteração exigiria necessariamente uma consulta a todos os agentes do mercado e potencialmente desencadearia um processo infinito de iterações.

COORDENAÇÃO ENTRE O PPEC E O PNAEE

Aceita-se o comentário apresentado.

Bienalmente, durante a fase de aprovação das candidaturas, a ERSE terá em conta as ações em implementação ao abrigo do PNAEE, de modo a verificar se, para determinadas medidas, continuam a existir barreiras de mercado que justificam o apoio do PPEC.

REPARTIÇÃO DOS RECURSOS (INCENTIVOS) POR SEGMENTOS DE MERCADOS

Não se considera a proposta do Conselho Tarifário, no que diz respeito à exclusão de medidas cujos beneficiários sejam estabelecimentos da propriedade ou em uso pela administração central, regional e local do Estado optando-se pela manutenção da proposta original.

É relevante assinalar que verificam-se também inúmeras falhas e barreiras de mercado na administração central e local do Estado, em particular relativas ao desalinhamento de interesses entre quem gere e a propriedade, existindo assim elevadas jazidas de poupança neste setor, que importa não ignorar.

Ainda assim a ERSE, no âmbito das atividades de gestão do PPEC, terá em conta as medidas em implementação no Estado ao abrigo do PNAEE procurando-se, por um lado, articular o PPEC com o PNAEE e, por outro lado, maximizar o benefício custo do PPEC.

Relativamente à sugestão de dar prioridade ao segmento residencial (BTN), considera-se que os beneficiários devem ser os pagadores, sendo os montantes atribuídos a cada segmento função das receitas da tarifa de Uso Global de Sistema (UGS) por segmento de mercado. Esta solução permite maximizar a aderência entre os pagadores e beneficiários do PPEC, devendo uma diferente afetação ser precedida de uma alteração da tarifa de UGS.

PERIODICIDADE DO CONCURSO E DURAÇÃO DAS MEDIDAS

Aceitam-se parcialmente os comentários recebidos.

Considera-se que será de estabelecer a periodicidade bienal para as candidaturas e para o concurso.

No que concerne o prazo de implementação das medidas reconhece-se que, no caso das medidas intangíveis e dada a sua natureza, deverão ser permitidas medidas com a duração de implementação de um ano.

No caso das medidas tangíveis, a experiência adquirida com a implementação do PPEC revela que os promotores têm dificuldade em implementar as medidas em apenas um ano, devendo-se incentivar a estabilidade da implementação das medidas. Assim, para as medidas tangíveis mantém-se a duração de implementação em dois anos.

No que concerne a possibilidade de as medidas terem uma duração superior a dois anos, considera-se que essa situação pode conduzir a uma situação subóptima no concurso seguinte devido a uma cativação dos recursos disponíveis.



ELEGIBILIDADE DAS MEDIDAS

Relativamente aos montantes mínimos e máximos de custos que condicionam a elegibilidade das medidas aceita-se parcialmente o comentário recebido.

Assim opta-se pela não alteração das regras atuais para as medidas tangíveis, mantendo-se o atual limite de 25% no primeiro ano. Relativamente às medidas intangíveis não se aplicam quaisquer limites para a execução da medida.

Esclarece-se que os limites estabelecidos para a execução das medidas são uma forma de garantir a continuidade da implementação do PPEC assim como uma sincronização entre os custos contemplados na tarifa de UGS e os pagamentos efetuados aos promotores, salvaguardando-se, por um lado, o impacto tarifário em determinado ano e, por outro lado, evitando-se a concentração de medidas num determinado ano.

PRAZOS

A ERSE opta por uma solução de compromisso, tomando em consideração os comentários apresentados, mantendo simultaneamente a viabilidade dos prazos de aprovação do PPEC em 2008 e da apresentação de relatórios por parte dos agentes, estabelecendo os seguintes prazos:

- PPEC 2009-2010:
 - Apresentação das candidaturas – Altera-se o prazo de 31 de maio para 30 de junho.
 - Aprovação preliminar – Não se considera exequível a aprovação das candidaturas a 31 de outubro, alterando-se a aprovação preliminar para 21 de novembro.
 - Reclamação – Altera-se o prazo de 30 de novembro para 7 de dezembro.
 - Aprovação final – Altera-se o prazo de 15 de dezembro para 19 de dezembro.
- PPEC anos seguintes:
 - Apresentação das candidaturas – Altera-se o prazo de 1 de março para 30 de abril, aceitando a sugestão do Conselho Tarifário.
 - Aprovação preliminar – Altera-se o prazo de 31 de julho para 30 de setembro.
 - Reclamação – Altera-se o prazo de 31 de agosto para 31 de outubro.
 - Aprovação final – Altera-se o prazo de 30 de setembro para 30 de novembro.

ACOMPANHAMENTO DA EXECUÇÃO DO PPEC PELO CT E VALOR ANUAL A INCORPORAR NAS TARIFAS

Aceitam-se os comentários apresentados.

A ERSE considera importante incorporar na proposta de tarifas e preços o relatório final de análise das medidas implementadas, elaborado com base nos relatórios de execução finais que os promotores terão que enviar para a ERSE até 1 de maio do ano posterior ao da conclusão das medidas.

Apesar disso, importa reconhecer que a prorrogação do prazo para implementação das medidas do PPEC 2007 até 31 de março de 2008, que conduzirá também a uma prorrogação do prazo para entrega do relatório de execução final dos promotores até 31 de julho de 2008, dificultará a incorporação na proposta de tarifas para 2009 do balanço das medidas implementadas.

No que concerne a dotação anual, será incorporado nas tarifas de 2009 e nas tarifas de 2010 um valor previsual de 11,5 milhões de euros, para financiamento das medidas, mais 215 mil euros para permitir efetuar auditorias físicas aos PPEC de 2007, 2008 e 2009-2010.



CUSTOS ADMINISTRATIVOS

Aceitam-se os comentários apresentados.

Os custos referidos serão tratados à semelhança dos restantes custos administrativos, sendo aceites os custos devidamente fundamentados.

De forma a esclarecer o processo associado ao pagamento do incentivo adicionou-se o seguinte n.º ao artigo 25.º das Regras do PPEC.

"3 – Para este efeito a ERSE envia uma ordem de pagamento ao operador da rede de transporte, da qual consta o incentivo a pagar ao promotor bem como o Número de Identificação Bancária do mesmo."

CONCURSO DESTINADO A PROMOTORES QUE NÃO SEJAM EMPRESAS DO SETOR

A ERSE opta pela manutenção da proposta original, com os seguintes esclarecimentos.

No concurso dirigido a todos os promotores privilegia-se a maximização dos benefícios económicos. No concurso dirigido aos promotores não operadores do setor elétrico são introduzidas restrições que tendem a reduzir o benefício económico, mas a valorizar e potenciar o efeito multiplicador e de dispersão dos benefícios. Assim, no curto prazo, podem ser reduzidos os benefícios mensuráveis, mas a pulverização permitirá maximizar os benefícios não mensuráveis.

Esclarece-se que, para o concurso destinado a promotores que não sejam empresas do setor elétrico, a dimensão das medidas está sujeita a uma limitação de 1/6 do montante total, não sendo, no entanto, impossibilitada a estes promotores a apresentação de medidas de maior dimensão, no âmbito do concurso destinado a todos os promotores. Todavia, estabelece-se que um determinado promotor apenas pode optar por um concurso, não sendo permitido concorrer simultaneamente aos dois concursos.

PROVEITOS PERMITIDOS DA DEE

Na definição dos parâmetros aplicáveis no cálculo dos proveitos permitidos da URD para cada período de regulação devem ser consideradas previsões adequadas de custos operacionais e de capital bem como quantidades de energia entregues. Assim, é desejável que o efeito do PPEC na redução das quantidades de energia e na redução de custos de capital seja convenientemente contabilizado nestas previsões. Importa acrescentar que a atual fórmula de regulação é binómia, ou seja, os proveitos permitidos apresentam, por um lado, uma componente fixa e, por outro lado, uma componente variável. Nestas circunstâncias desvios ao nível das quantidades de energia traduzem-se em variações dos proveitos da atividade de distribuição de energia que são mitigados face ao ocorrido nos períodos de regulação anteriores.

Por último, os desvios de procura inevitáveis em todos os anos e em particular em previsões efetuadas para o período de regulação (3 anos) são também condicionados por outros fatores externos como o efeito da temperatura, humidade, elasticidade procura-preço, entre outras.

Não se corrigindo os desvios associados a estes fatores, considera-se ser de manter a situação atual, evitando-se a existência de situações de exceção no tratamento dos desvios.

AUDITORIAS FÍSICAS

A ERSE opta pela manutenção da proposta original, com os seguintes esclarecimentos.

Os procedimentos de verificação e medição são parte integrante das medidas apresentadas pelos promotores e devem ser implementados pelo promotor ou por entidade terceira idónea, por este contratada. A qualidade e adequação dos referidos procedimentos são valorizados na métrica de avaliação, nomeadamente, na questão QAM4.



A ERSE tem a obrigação de assegurar, perante os financiadores do PPEC, os consumidores de energia elétrica, que as medidas são corretamente implementadas, e fá-lo impondo a obrigatoriedade de certificação das contas por um ROC/TOC e pela realização de auditorias físicas às medidas.

Acresce que a ERSE acompanha devidamente a verificação e boa implementação das medidas através da análise dos seus relatórios de execução.

As auditorias físicas constituem um sistema de controlo do plano de verificação e medição, de certificação que o que foi implementado cumpriu com o proposto na candidatura, nomeadamente no que se refere à instalação de equipamentos, intervenções efetuadas, calendarização, processos de contratação, método de seleção dos participantes, dispersão geográfica, existência de conteúdos apropriados, sequestro e abate de equipamentos no caso de substituição, entre outros aspetos.

As auditorias físicas serão efetuadas em paralelo com a implementação da medida, mas também podem ser efetuadas após a finalização das medidas, nomeadamente, em situações em que os relatórios de execução, assim como os planos de verificação e medição elaborados pelos promotores, levarem suspeitas de que a medida não tenha sido implementada de forma adequada.

ORÇAMENTO DAS AUDITORIAS FÍSICAS

Os montantes destinados a financiar as auditorias não estão incluídos no orçamento anual de 11,5 milhões de euros. O seu custo irá ser no máximo 1% dos orçamentos anuais do PPEC. Assim, para a realização de auditorias aos PPEC 2007, 2008 e 2009-2010, consideram-se 215 000 euros por ano, valor a incluir na UGS na proposta de tarifas e preços da energia elétrica a apresentar ao CT. O montante não utilizado reverterá para as tarifas.

CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DOS AUDITORES

Poderão candidatar-se entidades que demonstrem estar legal e tecnicamente habilitadas para proceder a auditorias físicas energéticas e que demonstrem dispor de adequada estrutura para a concretização dos trabalhos a desenvolver.

A seleção dos auditores será feita de acordo com os seguintes critérios:

- Preço do serviço de auditoria
- Qualificação e experiência dos técnicos da entidade candidata na realização das auditorias físicas
- Adequação dos meios humanos que utiliza para a realização de trabalhos de auditoria e a adequação dos métodos adotados para garantia da sua qualidade
- Qualificação e experiência dos recursos de apoio técnico nas áreas pertinentes
- Experiência da entidade candidata em trabalhos similares.

FATOR COMPORTAMENTAL

Em determinadas medidas os comportamentos dos consumidores participantes são fundamentais para que a medida produza poupanças reais, não sendo possível estabelecer um elevado nível de confiança nas poupanças. São exemplos as medidas de gestão de cargas e as réguas de tomadas com interruptor para evitar os consumos em *stand-by (power strips)*, em que para que as poupanças se efetivem não basta que o equipamento seja instalado, é necessário que o consumidor tenha um papel ativo. Portanto, nas medidas em que a determinação dos consumos evitados está muito associada aos comportamentos dos consumidores participantes, deve ser aplicado um fator comportamental de desvalorização dos consumos evitados, tendo em conta o risco associado á sua obtenção.



Nestas medidas com uma grande componente intangível o risco e nível de incerteza associado às poupanças futuras são elevados, considerando-se ser de aplicar um fator que penalize estas medidas comparativamente com medidas tangíveis em que as poupanças futuras são mais determinísticas.

Na realidade, quando os promotores não conseguirem apresentar estudos que demonstrem um grau de certeza aceitável no cálculo das poupanças, estes devem apresentar as medidas como intangíveis.

De esclarecer assim, que este fator é apenas aplicável para o cálculo dos consumos evitados e é utilizável apenas nas medidas tangíveis que apresentam um grau de incerteza elevado nas poupanças de energia.

O fator comportamental será estabelecido, se necessário, para cada tecnologia e segmento de mercado, procurando-se sempre que possível fundamentar a decisão com base em estudos.

CRITÉRIO CAPACIDADE DA MEDIDA PARA ULTRAPASSAR BARREIRAS DE MERCADO E EFEITO MULTIPLICADOR

A proposta da ERSE já contempla as sugestões efetuadas.

A existência de critérios não métricos que avaliam a capacidade para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador nas medidas tangíveis procura levar os promotores a associar ações intangíveis, como campanhas de informação, às medidas tangíveis. Com efeito, a existência destas ações de informação potenciam os efeitos das medidas tangíveis valorizando-as.

REDUÇÃO DO SERVIÇO

No que concerne a sugestão de não serem consideradas medidas conducentes à redução do nível de serviço, como a utilização de LED para a substituição de outras lâmpadas com maior fluxo luminoso, a ERSE terá em atenção estudos que garantam a manutenção do nível de serviço, quando da apreciação das candidaturas.

CUSTOS EVITADOS

A ERSE opta pela manutenção da proposta original, com os seguintes esclarecimentos.

A métrica de avaliação do PPEC embora complexa e rigorosa, beneficia de algumas simplificações como, por exemplo, a situação apontada pelo Conselho Tarifário.

Esta questão é mais relevante nos segmentos de Indústria, agricultura e comércio e serviços.

O facto de assim ser, contribui para que se garanta a equidade entre consumidores semelhantes embora ligados a níveis de tensão diferentes. Não obstante, na seriação dos consumidores participantes de uma determinada medida por cada promotor, devem ser definidas regras que maximizem a recolha de benefícios que dependem das características de consumo, do nível de tensão de ligação, entre outros. É desejável que os relatórios de execução das medidas reportem informação acerca do nível de tensão de ligação dos clientes para que a ERSE possa avaliar os custos evitados por segmento.

CUSTOS EVITADOS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Por condicionalismos vários, que se prendem essencialmente com o seu cariz insular, as regiões autónomas (RA) apresentam custos evitados mais elevados que Portugal continental.

Considerando os comentários recebidos, a ERSE entende que deve ser efetuada uma discriminação positiva na avaliação das medidas das RA, mas salvaguardando a equidade.

Assim, estabelece-se que os custos unitários evitados de fornecimento de energia elétrica a considerar na avaliação das medidas de eficiência no consumo e nas medidas de gestão de cargas das RA são majorados em 20%, até que o valor total de medidas tangíveis aprovadas das RA seja inferior a 300 000 euros por ano.

Estando os custos de produção de energia elétrica nas RA 40% acima dos custos de produção em Portugal continental, considerou-se que a majoração deveria ser na ordem dos 20%. Considera-se, por um lado, que



este valor é suficiente para favorecer as medidas a aplicar nas RA, maximizando os benefícios do PPEC (majora-se a racionalidade económica) e, por outro lado, que não é desmesurado, evitando-se que as empresas das RA por efeito de falta de concorrência nas medidas aplicáveis no seu território não se apropriem de rendas indevidas incorporando custos administrativos na implementação das medidas desmesuradas (não se ignora os efeitos nefastos de falta de competitividade na proposta de medidas para as RA).

O limite máximo de 300 000 mil euros foi estabelecido para salvaguardar a equidade entre RA e Portugal continental, sendo calculado com base na proporção do consumo das RA no consumo nacional. Representando este consumo cerca 3,4% do consumo nacional, aplicou-se a mesma percentagem ao orçamento estabelecido para as medidas tangíveis.

VALORIZAÇÃO DO BENEFÍCIO AMBIENTAL

A ERSE aceita os comentários recebidos.

Assim sendo, mantém-se o custo evitado de CO₂ na parcela ambiental (0,74 cent€/kWh), adicionando-se o custo evitado das restantes externalidades ambientais (0,14 cent€/kWh). Assim, adota-se uma valorização total para a parcela ambiental de 0,88 cent€/kWh.

ELEGIBILIDADE DAS MEDIDAS

Não se considera a proposta do Conselho Tarifário, no que diz respeito à exclusão de medidas cujos beneficiários sejam estabelecimentos da propriedade ou em uso pela administração central, regional e local do Estado optando-se pela manutenção da proposta original.

É relevante assinalar que verificam-se também inúmeras falhas e barreiras de mercado na administração central e local do Estado, em particular relativas ao desalinhamento de interesses entre quem gere e a propriedade, existindo assim elevadas jazidas de poupança neste setor, que importa não ignorar.

Ainda assim a ERSE, no âmbito das atividades de gestão do PPEC, terá em conta as medidas em implementação no Estado ao abrigo do PNAEE procurando-se, por um lado, articular o PPEC com o PNAEE e, por outro lado, maximizar o benefício-custo do PPEC.

Esclarece-se que os limites estabelecidos para a execução das medidas são uma forma de garantir a continuidade da implementação do PPEC assim como uma sincronização entre os custos contemplados na tarifa de UGS e os pagamentos efetuados aos promotores, salvaguardando-se o impacte tarifário em determinado ano.

Contudo, aceitando-se a sugestão do Conselho Tarifário, opta-se pela não alteração das regras atuais para as medidas tangíveis, mantendo-se o atual limite de 25% no primeiro ano. Relativamente às medidas intangíveis não se aplicam quaisquer limites para a execução da medida.

Esclarece-se que a comparticipação de 20% para os promotores/beneficiários será apenas estabelecida para as medidas tangíveis. A existência deste limite para as medidas tangíveis permite assegurar um maior empenho e responsabilização dos promotores/beneficiários durante o período de utilização dos equipamentos mais eficientes incentivados pelas medidas tangíveis.

MEDIDAS TANGÍVEIS

Relativamente ao facto de na definição de medidas tangíveis não dever ser focado apenas o abate, mas também a substituição e a reciclagem de equipamento não eficiente pelo equipamento eficiente, foi clarificado o artigo 6.º das regras do PPEC no sentido de enfatizar a reciclagem dos equipamentos.

"3 - As medidas tangíveis correspondem a medidas que contemplem a instalação efetiva de equipamentos com eficiência energética superior à tecnologia padrão, o abate de equipamentos energeticamente não



eficientes, ou a substituição e reciclagem de equipamentos energeticamente não eficiente por equipamentos eficientes."

DURAÇÃO DAS MEDIDAS

Aceitam-se parcialmente os comentários recebidos.

Reconhece-se que, no caso das medidas intangíveis e dada a sua natureza, deverão ser permitidas medidas com a duração de implementação de um ano.

No caso das medidas tangíveis, a experiência adquirida com a implementação do PPEC revela que os promotores têm dificuldade em implementar as medidas em apenas um ano, devendo-se incentivar a estabilidade da implementação das medidas. Assim, para as medidas tangíveis mantém-se a duração de implementação em dois anos.

No que concerne a possibilidade de as medidas terem uma duração de 3 anos, considera-se que essa situação pode conduzir a uma situação subótima no concurso seguinte devido a uma cativação dos recursos disponíveis.

PONTUAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SERIAÇÃO DAS MEDIDAS TANGÍVEIS

A ERSE concorda com as sugestões apresentadas para o Critério A - Análise benefício-custo, sendo o peso do critério A1 (rácio benefício-custo proporcional) alterado de 30 para 40 pontos e do critério A2 (rácio benefício-custo ordenado) de 30 para 20 pontos.

Pela importância de que se reveste, procura-se conferir o máximo de objetividade à questão da inovação através da consideração de questões bem concretas. Apesar disso, a subsistência de alguma subjetividade inerente à avaliação da inovação aconselha a que este critério não métrico não tenha um peso excessivo.



◆ Mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO₂ ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵⁸⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁵⁸⁶.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento⁵⁸⁷ o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO₂*"⁵⁸⁸, cabendo ao CT emitir parecer.

Ao Conselho Tarifário foram prestados, por parte da Entidade Reguladora, esclarecimentos complementares sobre a proposta na reunião havida com o Conselho Tarifário em 27 de fevereiro de 2008.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

1. O CT observa que os mecanismos de incentivos à *otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO₂*, que são agora propostos pela ERSE constituem, embora previstos na lei e no Regulamento Tarifário, matéria completamente nova na regulação do setor, apresentando-se, no caso do Agente Comercial, como um novo modelo de regulação, assente exclusivamente em incentivos.
2. O carácter inovador da nova regulamentação proposta, o incipiente desenvolvimento do mercado de licenças de emissão de CO₂ e a recente entrada em sistema de mercado das centrais com CAE não permite certezas quanto à bondade das soluções propostas ou a apresentação de soluções alternativas.
3. Reconhecendo embora prudência e moderação em alguns dos mecanismos propostos pela ERSE, pelo facto de inexistirem dados que permitam sequer o grau de probabilidade de sucesso dos mesmos, o CT aconselha monitorização muito próxima e regular da aplicação dos mecanismos incentivo a fim de, eventualmente, corrigir atempadamente trajetórias ou desequilíbrios, e aferir, o mais cedo possível, a adequação dos incentivos aos benefícios.
4. Os mecanismos de incentivos à *otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO₂*, só deveriam ser efetivamente aplicados a partir do momento em que sejam regulamentados e conhecidos de modo a poderem interferir nas opções de gestão das empresas reguladas. Por essa razão, o CT não vê justificação para a aplicação retroativa dos mecanismos de incentivos a janeiro de 2008 prevista na proposta de despacho (cf. art. 14.º), a não ser enquanto mecanismo corretor do atraso na aprovação desta regulamentação.

⁵⁸⁵ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁸⁶ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁸⁷ Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵⁸⁸ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



5. O CT entende também que os ganhos a partilhar por empresas e consumidores não deverão ficar sujeitos a limites máximos. Particularmente no que respeita aos máximos propostos para a otimização do preço do gás na central da Turbogás (limite 12) e para a otimização da compra e venda de licenças CO₂, a sua adoção pode não incentivar situações de ganho evidente, com as consequentes perdas para consumidores e empresas.
6. Em relação às Licenças de Emissão de CO₂, o CT considera que a partilha das perdas deverá ficar balizada por um teto máximo acima do qual os prejuízos não serão partilhados com os consumidores.

II

ESPECIALIDADE

A - Proposta de mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE

1. O CT considera não estar claro o tipo de regulação a que a REN Trading fica sujeita quando se conjuga o articulado do [Regulamento Tarifário](#) com o articulado constante da proposta em análise (n.º 6 do artigo 4.º do projeto de despacho). Convém clarificar se à partida são aceites os custos de funcionamento da atividade tal como se depreende do Regulamento Tarifário e do processo de fixação das tarifas para 2008 ou se estes ficam condicionados à obtenção de incentivos.
2. Relativamente ao "incentivo à maximização das receitas líquidas da central da Tejo Energia", pelo qual a ERSE pretende "incentivar a plena utilização da central da Tejo Energia" sugere o CT alterar a sua designação para "incentivo à otimização da produção da central da Tejo Energia".
3. No contexto contratual existente o "incentivo à eficiente contratação do gás natural adquirido pela central da Turbogás" baseado na comparação do preço do gás da central da Turbogás com o de uma outra central de referência sem ter em conta os diferentes indexantes associados aos respetivos contratos de fornecimento de gás, poderá estar desajustado. De facto, independentemente de qualquer oscilação entre os dois cabazes de indexantes, qualquer redução obtida no preço do gás, será sempre benéfica para o Sistema, sendo que o mecanismo proposto não reflete este efeito. Por outro lado, condicionar-se a aplicação do incentivo para a eficiente contratação do gás natural à manutenção das condições de flexibilidade do atual contrato, não atende ao facto da central de referência ter uma muito menor flexibilidade das quantidades contratuais, não sendo, portanto, os seus preços diretamente comparáveis.
4. O CT sugere a introdução de um novo mecanismo que contemple a eventual compra de quantidades adicionais de gás natural fora das limitações do AGC, sempre que os preços do mercado elétrico o justifiquem. O CT recomenda, ainda, a verificação da consistência da regulamentação do gás natural com a introdução deste mecanismo.

B - Proposta de mecanismos de incentivos à otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂

1. O CT verifica existir uma partilha de ganhos simétrica (50%) e uma partilha das perdas assimétrica (70% para os consumidores) e recomenda que, sem prejuízo do estabelecimento dum teto máximo de perdas, a partilha de ganhos e perdas seja sempre simétrica.
2. No tocante aos limites anuais de compra e venda (30% de excedente no final do ano) e admitindo que aquela percentagem possa ser razoável, o CT propõe a alteração da data de 31 de dezembro para 31 de março do ano seguinte, uma vez que as emissões são verificadas até essa data.
3. O CT recomenda ainda que a ERSE clarifique se a percentagem se aplica aos casos em que as quantidades consumidas sejam menores que as quantidades atribuídas.



4. Quando se tratar de operações de compra e venda de futuros efetuadas no âmbito da Diretiva 2004/101/CE (Diretiva *Linking*) - em que de acordo com o PNALE 2008-2012 as empresas podem dispor de 10% por cada período para uso de licenças provenientes dos mecanismos de projetos previstos no Protocolo de Quioto (Implementação Conjunta e Mecanismos de Desenvolvimento Limpo) -, o CT recomenda que o preço a ter conta nestas operações de SWAP seja o constante do contrato e não o da data de maturidade do mesmo.
5. Enquanto não for possível efetuar compras no mercado SPOT, o CT recomenda à ERSE que, para efeitos de incentivos, seja considerado o preço do correspondente FUTURO.

C - Clarificação e ajustamentos de procedimentos e fórmulas da proposta da ERSE

Alguns pontos da proposta da ERSE apresentam dificuldades de interpretação que seria conveniente clarificar. Referem-se os principais pontos que suscitam dúvidas ou podem ter uma redação alternativa para melhor entendimento e aplicação futura.

"ANEXO I - Mecanismos de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica e da gestão das licenças de emissão de CO₂"

Artigo 6.º - ponto 1: considera-se que o termo PTGCC que toma como referência "uma central de ciclo combinado a gás natural em Portugal" está definido de forma muito vaga o que poderá tornar complexa a tarefa de definir o preço de referência no futuro, em particular após a entrada em serviço de novas centrais de ciclo combinado, pelo que o CT sugere a sua clarificação.

Artigo 7.º - ponto 2: sugere-se que na fórmula relativa ao incentivo à maximização das receitas da central da Tejo Energia, o termo CVa — "Custos variáveis anuais, incluindo os custos com o CO₂ seja clarificado para: "Custos variáveis anuais, constituídos por O&M variáveis e aquisições de carvão e CO₂."

Ainda, alguns pontos da proposta da ERSE e dos documentos anexos carecem de correção no documento final, designadamente:

"ANEXO I - Mecanismos de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica e da gestão das licenças de emissão de CO₂"

Artigo 6.º - ponto 1: na fórmula de cálculo do incentivo 12 é necessário introduzir "se" na 2.ª expressão.

Artigo 8.º - pontos 1 e 2: nas alíneas a) e b) sugere-se a substituição da expressão "por posto horário" por "em cada hora". Na alínea e) a expressão final "por mês" deve ser eliminada.

No documento sobre a otimização da gestão dos CAE:

Em diversos pontos do texto, as referências a valores superiores à QAC devem dizer "valores superiores a 85% da QAC", ou seja, as quantidades sujeitas a *take-or-pay*.

Pág. 5 - M₁₂ não é coerente com o valor proposto no Anexo II (Artigo 1.º) de 2 milhões de euros.

Pág. 7 - Quadro 3-1 — Este quadro não se encontra construído de acordo com a mais recente informação disponível, pelo que se recomenda a sua atualização, nos seguintes termos, conforme informação do representante da REN:

- Potência máxima contratual da central do Pego (Tejo Energia): 584 MW
- Encargo de potência por potência instalada: 117.5 mil €/MW na Turbogás e 178.4mil €/MW na Tejo Energia.
- Previsão do encargo de energia unitário: 55 €/MWh na Turbogás e 38 €/MWh na Tejo Energia.



- Emissão específica de CO₂: os mais recentes valores auditados apontam para 888 g/kWh na Tejo Energia.

Pág. 8 - Igualmente, e de acordo com a informação do representante da REN, as previsões constantes do quadro 3-2 estão desajustadas dos valores atuais, sendo que, no conjunto das duas centrais, a melhor previsão atual aponta para custos com as licenças de emissão de CO₂ na ordem de 48.5 milhões de euros.

No documento sobre a otimização da gestão das licenças de CO₂:

Segundo informação prestada pelo representante da REN, o défice de licenças de CO₂ estimado para as centrais do agente comercial é, nesta data, da ordem de 48.5 milhões de euros.

Atento a que a proposta foi elaborada com dados anteriores, o CT recomenda a atualização desses dados pelos mais atuais possíveis, corrigindo-se as referências ao défice de licenças constantes designadamente da página 1 e da pág. 11 — Quadro 3-1.

CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 04 de Março de 2008.

**◆ Resposta da ERSE ◆****I - GENERALIDADE**

1./2./3. A ERSE concorda com o comentário do CT, tendo alterado o articulado de modo a permitir a monitorização mensal dos mecanismos.

4. A ERSE considera pertinente o comentário do CT, contudo a prática regulatória baseada na aplicação de tarifas anuais aconselha à aplicação retroativa dos mecanismos de incentivos a janeiro de 2008. Deste modo, a ERSE manteve a proposta inicial.

5. No que diz respeito ao incentivo I_2 , de otimização do preço do gás na central da Turbogás, a ERSE aceita a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.

No que diz respeito ao mecanismo de otimização da compra e venda de licenças CO_2 , a proposta da ERSE já não previa um limite máximo no caso do agente comercial. No caso dos operadores das Regiões Autónomas, a existência de limite máximo neste mecanismo prende-se com uma abordagem global dos mecanismos para a qual se defende a existência de um valor máximo, em linha com a prudência necessária dada a novidade dos mecanismos. Assim, no caso do agente comercial existe um limite máximo para o conjunto dos mecanismos, no caso dos operadores das Regiões Autónomas o limite máximo deverá assim coincidir com o estabelecido para o único mecanismo aplicado, o da otimização da compra e venda de licenças CO_2

6. A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.

II - ESPECIALIDADE**A - PROPOSTA DE MECANISMOS DE INCENTIVOS À OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CAE**

1. A ERSE concorda com a necessidade de clarificar este ponto. Deste modo, a ERSE alterou o articulado por forma a evidenciar o facto da aceitação dos custos de funcionamento da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial para efeitos de cálculo dos proveitos desta atividade serem suportados pelos incentivos.

2. A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.

3. Perante a dificuldade de obter informação que permita a definição de um incentivo que possa simultaneamente considerar o preço de aquisição do gás natural e as condições de flexibilidade dos contratos, a ERSE manteve a proposta inicial na qual se comparam os preços de aquisição do gás natural da Turbogás com os das centrais de referência, pressupondo a manutenção das condições de flexibilidade.

4. A ERSE entende que o mecanismo I_1 , que incentiva a utilização da central da Turbogás o maior número de horas possível, premeia, pela sua natureza, a aquisição de quantidades adicionais de gás natural em condições competitivas face ao resto do mercado.

A entidade concessionária da RNT terá que clarificar junto do concedente da possibilidade do agente comercial poder adquirir quantidades excedentárias de gás natural.

B - PROPOSTA DE MECANISMOS DE INCENTIVOS À OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO_2

1. A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.



2. De acordo com o regime jurídico do CELE⁵⁸⁹, "O operador deve devolver licenças de emissão correspondentes ao total das emissões dessa instalação durante o ano civil anterior, tal como verificadas nos termos do artigo 23.º, até 30 de Abril de cada ano, procedendo o Instituto do Ambiente à sua subsequente anulação." Pode concluir-se que, apesar da devolução de licenças se efetuar até 30 de abril, o valor a devolver corresponde ao ano civil anterior. Deste modo, e tendo em consideração que as tarifas são anuais, a ERSE vê vantagem em manter a referência ao ano civil.

3. A ERSE reformulou o articulado no sentido de esclarecer e detalhar esta questão. O limite pretende evitar que se adiem decisões (sejam de compra ou de venda de licenças), diminuindo assim o risco.

4. De acordo com o princípio defendido pela ERSE na proposta apresentada, o SWAP de futuros EUA por futuros CER deve ser valorizado em dois momentos:

- Momento da troca, em que a margem entre EUA e CER é garantida. Neste caso é considerado o preço do contrato.
- Momento de maturidade do futuro CER, em que o preço de contrato do futuro CER deve ser comparado com o preço *spot* na data de maturidade do produto.

O articulado foi alterado em conformidade com este princípio.

5. Só é possível saber se determinada compra ou venda de um Futuro se traduziu num bom ou mau negócio no momento da maturidade do produto. Deste modo, a ERSE vê vantagem em manter como referência o preço do mercado *spot*. Enquanto não for possível a negociação no mercado *spot* as empresas podem negociar no mercado de futuros, sendo que o produto negociado terá como ativo subjacente a licença no mercado *spot*.

C - CLARIFICAÇÃO E AJUSTAMENTOS DE PROCEDIMENTOS E FÓRMULAS DA PROPOSTA DA ERSE

"ANEXO 1 - Mecanismos de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica e da gestão das licenças de emissão de CO₂"

Artigo 6.º - ponto 1

A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado de modo a esclarecer que o termo PTGCC diz respeito às centrais de ciclo combinado a gás natural em Portugal abastecidas com contratos de *take-or-pay* celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, que não sejam a Turbogás.

Artigo 7.º - ponto 2

A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.

Artigo 8.º - pontos 1 e 2

A ERSE aceitou a proposta do CT, tendo alterado o articulado em conformidade.

No documento sobre a otimização da gestão dos CAE:

A ERSE irá proceder à alteração do documento justificativo tendo em consideração os comentários do Conselho Tarifário.

No documento sobre a otimização da gestão das licenças de CO₂:

A ERSE irá proceder à alteração do documento justificativo tendo em consideração os comentários do Conselho Tarifário.

⁵⁸⁹ Decreto-Lei n.º 233/2004, de 14 de dezembro, com as alterações introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 243-A/2004, de 31 de dezembro, Decreto-Lei n.º 230/2005, de 29 de dezembro, e Decreto-Lei n.º 72/2006, de 24 de março





◆ Regulamento Tarifário – junho 2007 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁹⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo⁵⁹¹ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Em junho de 2007, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário uma proposta de revisão do Regulamento Tarifário solicitando que fosse emitido parecer no prazo de dez dias.

Em cumprimento do solicitado, o CT vem pronunciar-se sobre a "*Proposta de Regulamento Tarifário - Junho 2007*", emitindo o seguinte parecer:

NOTAS PRÉVIAS

1. O CT regista positivamente o facto da ERSE, após incorporação das contribuições da consulta pública, ter reenviado a proposta RT para novo parecer do Conselho.
2. Igualmente, considera relevante realçar que a nova proposta de redação face à inicialmente submetida apresenta avanços importantes no sentido da adequação do RT' ao desenvolvimento do MIBEL e à liberalização do mercado elétrico.
3. Ainda assim, CT entende que existem aspetos suscetíveis de aperfeiçoamento ou que não foram contemplados e cuja incorporação no âmbito da revisão regulamentar em curso se afigura vantajosa e necessária.

A - Mecanismo de incentivo à comercialização de licenças de CO₂

1. Os custos inerentes às emissões de CO₂ são suportados pelos consumidores, pelo que importa garantir que a gestão das respetivas licenças, a efetuar pelas empresas reguladas, se processe de modo a assegurar o menor risco económico para os consumidores.
2. Igualmente se pretende garantir que a gestão das licenças se repercuta no agente comercial e nas empresas reguladas das Regiões Autónomas, impondo-se que os custos resultantes de uma ineficiente gestão sejam por elas suportados e que beneficiem dos proveitos inerentes da sua boa gestão.
3. Para o efeito foram introduzidas alterações no [RT](#), nomeadamente nos art.71.º, 87.º e 94.º. No entanto, no que se refere ao agente comercial (art.71.º), e uma vez que nem toda a energia por ele transacionada se destina ao CUR, haverá que garantir que o valor resultante do diferencial de emissões relativamente às licenças atribuídas às centrais com CAE só é repercutido na tarifa de energia incluída na tarifa de venda a clientes finais na mesma proporção da energia produzida para o CUR. Neste sentido o CT revisão do referido artigo 71.º.
4. Finalmente, o CT manifesta as suas dúvidas sobre se a metodologia de valorização do excedente/déficé das licenças de CO₂ utilizando a média aritmética anual dos preços *spot* dos mercados de referência corresponderá à melhor metodologia para definição duma gestão sem riscos para os consumidores.

⁵⁹⁰ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁹¹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



B - Minimização dos encargos financeiros a repercutir nas tarifas

1. Um princípio que o CT considera ser desejável é o da redução ao mínimo do pagamento de encargos financeiros evitáveis (juros) por parte dos consumidores de energia elétrica.
2. Assim, o CT entende que se deve procurar a inclusão de todos os custos no próprio ano e ainda no ano t-1, segundo as melhores estimativas possíveis de forma a evitar, em especial para o ano t-2, um avolumar dos montantes dos ajustamentos aquando da fixação de tarifas.
3. O CT identifica alguns casos em que a minimização dos encargos financeiros pode suceder:

a) Encargos com contratos de interruptibilidade nos proveitos permitidos da atividade de gestão global de sistema para o ano t

O CT recomenda que os encargos referentes aos contratos de interruptibilidade voltem a ser incluídos nos proveitos permitidos no próprio ano a que respeitam, embora agora na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS).

Com efeito, nas várias versões do RT, estes custos foram já incorporados no próprio ano, no ano t-1 (atualmente) sendo agora proposto que o pagamento se realize no ano t-2 o que, tomando por referência o valor de €38,7M relativos aos encargos com contratos de interruptibilidade nas tarifas de 2007, os consumidores teriam de suportar adicionalmente um custo financeiro evitável de cerca de €2,8M.

b) Ajustamentos tarifários provisórios para o ano t-1

O CT manifestou no seu [parecer](#) de 9 de janeiro de 2007, a necessidade de serem incluídos ajustamentos tarifários provisórios logo no ano t-1, pretendendo-se deste modo minimizar os encargos financeiros associados.

De acordo com os comentários da ERSE ao citado parecer, em particular neste capítulo, verifica-se ser possível, com algum rigor, a elaboração de ajustamentos provisórios anuais para as atividades de distribuição de energia elétrica, comercialização de redes e comercialização.

Nesta conformidade, o CT reitera a sua sugestão de inclusão da previsão de ajustamentos provisórios referentes ao ano t-1 também para as atividades de distribuição de energia elétrica, comercialização de redes e comercialização e demais atividades.

c) Ajustamentos AEE (art.71 O)

Acresce que, a forma de recuperação do ajustamento provisório de 2007 e do ajustamento final de 2006 e 2007, da atividade AEE, não se encontra prevista nesta proposta de RT.

Assim, o CT sugere a alteração do artigo 71.º (Proveitos da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial), por forma a também incluir a recuperação destes ajustamentos.

C - Gestão de congestionamentos (artigo 77.º)

1. De acordo com a proposta de mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha, aprovada pelo Conselho de Reguladores em Março de 2006, as receitas provenientes das rendas de congestionamento são geridas em conjunto pelos dois operadores de sistema, sendo o saldo remanescente, depois de descontados os sobrecustos decorrentes dos redespachos, destinado ao reforço e desenvolvimento das interligações entre Espanha e Portugal, de acordo com um plano de investimentos proposto em conjunto pelos operadores de sistema. Sendo assim, o CT sugere que estas verbas sejam tratadas no âmbito do RT e alocadas a um plano concreto de investimento para as interligações.

**D - Proveitos das atividades de compra e venda e da comercialização de energia elétrica - Remuneração da estrutura comercial na fórmula de remuneração do CUR;**

1. O CT reitera a sua preocupação com a necessidade de salvaguarda duma remuneração justa, em particular do ativo circulante do CUR uma vez que este não tem ativos imobilizados significativos (v. fórmulas (51) e (56) dos artigos 84.º e 86.º respetivamente).
2. O CT regista o comentário da ERSE ao seu [parecer](#) de 9 de janeiro de 2007 sobre este mesmo ponto e aguarda a conclusão da análise por parte da ERSE com vista à fixação das tarifas de 2008. E - Custos com incobráveis do CUR
3. O CT toma nota da posição manifestada pela ERSE quanto ao reconhecimento do princípio de estabelecer um limite adequado para aceitação dos custos com créditos incobráveis do CUR, sugerindo-se desde já a previsão desse limite no processo de revisão regulamentar em curso.

F - Disposições de carácter geral e abstrato

1. O RT traduz, normalmente em fórmulas, as regras com impacto financeiro nas tarifas provenientes da lei e de outros regulamentos. Daí a necessidade de se definirem no RRC quais as matérias passíveis de titularização, em que se destacam as alterações associadas à titularização dos CMEC definidas no Decreto-Lei n.º 240/2004, por forma a garantir a maximização do benefício destas operações para o Sistema.
2. Todos os montantes passíveis de titularização devem ter um tratamento diferenciado na regulamentação. Assim, no que concerne ao Decreto-Lei n.º 237-B/2006 e porque o mesmo não apresenta um grau de detalhe tão aprofundado quanto o Decreto-Lei n.º 240/2004, no que respeita à cadeia de faturação e cobrança, o CT considera que o RT deve conter uma disposição sobre o tipo de informação que a ERSE deve publicar no despacho de fixação das tarifas. Esta informação deve abranger os montantes associados a eventuais operações de titularização, designadamente a segregação por operador, por atividade, por ano e ainda por origem (défice e ajustamentos tarifários), o montante estimado a faturar aos clientes no ano t e a cobrança estimada no t-1 .com base na informação a enviar pelos operadores sobre as cobranças ocorridas até 15 de novembro de t-1).

G - Artigo 194.º - Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

1. O CT sugere que no artigo 194.º se substitua a expressão "entidades interessadas" por "os interessados" por forma a não vedar o acesso a este mecanismo a particulares.

H— Atualização de informação

Tendo em conta as sugestões do CT no sentido de minimização dos encargos financeiros a repercutir nas tarifas, retoma-se a sugestão de atualização, até 15 de setembro, da informação referente às previsões para o ano em curso enviada pelas empresas reguladas à ERSE a 15 de junho.

Aprovado em 25 de junho de 2007.



◆ Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC ◆

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que cria a Entidade Reguladora dos Energéticos (ERSE) dispõe sobre a organização e funcionamento do Conselho (CT): "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a *preços*"⁵⁹².

Ao Conselho Tarifário, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - compete "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*".

Os pareceres do CT, a emitir no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta da ERSE, são aprovados por maioria e não têm carácter vinculativo⁵⁹³.

O Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento intitulado "*Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC*"⁵⁹⁴.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - NA GENERALIDADE

1. Duma maneira geral, o CT considera que a proposta dá cumprimento ao disposto no RRC, na sua versão de agosto de 2005 e apresenta, de forma adequada, a subregulamentação prevista nos artigos 76.º, 78.º, 83.º, 86.º, 104.º, 217.º, 218.º, 219.º, 220.º e 226.º daquele Regulamento.
2. No entanto, constatando o CT que o citado regulamento deveria ter sido reformulado e republicado no prazo de três meses a contar da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, o CT questiona se a subregulamentação agora proposta será afetada aquando do cumprimento daquela determinação.
3. O CT destaca também a difícil sistematização e complexidade do documento apresentado, recordando que recomendou à ERSE a incorporação dum "Sumário executivo", situação estabilizada e seguida desde 2005. Contudo, a proposta em análise não contém qualquer "Sumário executivo" e apresenta-se elaborada de uma forma confusa, surgindo o resumo da proposta quase no final do documento.
4. Nesta conformidade o CT reitera a sua recomendação de generalização do modelo de elaboração das propostas, com inclusão dum "Sumário executivo", com a estrutura, entre outros, de:
 - Caracterização da situação atual;
 - Síntese das propostas das empresas reguladas;
 - Proposta da ERSE e sua justificação;
 - Caracterização e quantificação das consequências decorrentes da proposta.
5. O CT sublinha que as disposições propostas, conjugadas com as já estabelecidas no RRC e que, com a publicação da subregulamentação, irão entrar em vigor, permitem maior simplicidade e transparência na elaboração dos orçamentos de ligação à rede.
6. Recorda, contudo, o CT que uma das novas disposições que irá começar a ser aplicada é a inclusão, em todos os orçamentos, de um encargo relativo a reforço de rede para qualquer potência

⁵⁹² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁹³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁹⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- requisitada, medida incompatível com o estabelecido na Portaria n.º 454/2001, de 5 de maio (contrato-tipo de concessão da baixa tensão), na qual se prevê o pagamento de reforço de rede apenas acima da potência de referência. De forma a evitar dúvidas e conflitos, quer com os requisitantes, quer com os municípios concedentes, o CT solicita à ERSE o esclarecimento e clarificação desta situação.
7. O CT entende que a introdução de alterações nas regras de cálculo das participações na ligação à rede introduzem desequilíbrios relativamente à situação vigente, nomeadamente quando, como é o caso, apontem para a redução das participações, o que poderá criar situações de injustiça para os clientes que pagaram as suas ligações de forma acrescida e que suportarão, no futuro, através da tarifa, o investimento resultante da redução das participações para os novos requisitantes. Considera, no entanto, que o objetivo estabelecido pela ERSE de redução em 10% do valor global das participações a receber pelos operadores de rede é aceitável.
 8. No tocante ao objetivo proposto de redução de 10% nas participações, o CT sublinha que a ERSE, ao não ter feito para a BT o cálculo do impacto médio total — à semelhança do realizado para a MT — impossibilita o Conselho de conhecer efetivamente os impactos globais da medida.
 9. O CT foi confrontado com a informação prestada pela EDP Distribuição que, com base nos orçamentos de 2005, os valores agora propostos pela ERSE para comprimento máximo de uso exclusivo, encargos com uso partilhado e encargos com reforço de rede:
 - a) em MT, atingem o objetivo de redução de 10% nas participações;
 - b) em BT, elevam a redução para os 30%, com conseqüente penalização das respetivas tarifas naqueles montantes.
 10. Considerando que a redução da participação se irá repercutir nas tarifas a ser pagas por todos os consumidores, o CT recomenda à ERSE que reanalise a questão estabelecendo o necessário diálogo com as empresas distribuidoras, por forma a que possa ser alcançado o objetivo de redução média de 10%.
 11. Finalmente, o CT recomenda que o despacho inclua disposições transitórias que definam com clareza o calendário de aplicação dos novos procedimentos, nomeadamente se abrangerão apenas os orçamentos solicitados após a publicação do despacho ou ainda os que estão pendentes de apresentação aos requisitantes.

II - NA ESPECIALIDADE

Para além do referido acima, o CT entende dever tecer as seguintes considerações na especialidade:

A - Artigo 11.º, n.º 5

O CT sugere que a devolução ao requisitante dos encargos por este suportados pela construção de elementos de ligação considerados de uso partilhado seja feita com base em preços de mercado, previamente apresentados pelo respetivo operador de rede eventualmente a partir de tabelas aprovadas pela ERSE, e não da forma proposta.

De facto, estando os operadores de rede obrigados a regras bem definidas nos seus processos de concursos para contratação, quer de empreitadas quer de fornecimento de materiais, e sendo o requisitante livre de estabelecer o seu contrato com o executante sem qualquer restrição, o pagamento de obras por valores superiores aos que resultem desses concursos, afigura-se questionável em sede de concorrência.

**B - Artigo 13.º, n.ºs 1 e 2**

O CT considera desadequada a forma quadrática proposta para o cálculo dos encargos de reforço de rede na BT, nomeadamente para ligações para potências muito elevadas.

De facto, num prédio novo em zona urbana, em que o elemento de ligação pesa muito pouco no valor global do orçamento, poderão atingir-se valores extremamente exagerados no custo dos encargos relativos ao reforço das redes em BT e sem qualquer correspondência com o custo real induzido.

Por outro lado, qualquer aumento de potência, mesmo que pequeno, em prédio existente, poderá conduzir também a encargos de reforço de rede exagerados.

O CT sugere, assim, a substituição da forma quadrática por outra mais adequada, linear e/ou por escalões.

C - Artigo 16.º, n.º 4

O CT entende a manutenção dos mesmos valores da tabela prevista no n.º 4, sem previsão de qualquer atualização atual ou futura, justificaria explicações complementares para além da mera inexistência de reclamações.

III - CONCLUSÕES

O CT entende que a proposta da ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 12 de março de 2007.



◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [\[Consulta Pública n.º 15\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁵⁹⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo⁵⁹⁶ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Em Dezembro de 2006, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário uma nova proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2007⁵⁹⁷ uma proposta de revisão do Regulamento Tarifário bem como a resposta da ERSE ao [parecer](#) emitido pelo Conselho Tarifário em 15 de novembro de 2006 solicitando que, relativamente à nova proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2007, recebida pelo CT em 11 de dezembro, fosse emitido parecer até 14 de dezembro.

O CT cumpriu o prazo solicitado restando agora, no prazo regulamentar, pronunciar-se sobre a "*Proposta de revisão do Regulamento Tarifário*" que, designadamente, procede à adaptação do RT ao Decreto-Lei entretanto publicado com o n.º 237-B/2006, em 18 de dezembro.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I - NA GENERALIDADE

1. A proposta apresentada pela ERSE de revisão ao Regulamento Tarifário ([RT](#)) é justificada, sobretudo, pela publicação dos Decretos-Lei n.º 172/2006 e 237-B/2006, respetivamente de 23 de agosto e de 18 de dezembro⁵⁹⁸.
2. Assim, o processo de revisão regulamentar em curso ocorre em circunstâncias excecionais, designadamente quanto a prazos e forma, constatando-se desde logo a não realização do habitual procedimento de consulta pública que sempre deverá constituir o princípio a seguir.
3. Acresce que a apreciação da proposta de Regulamento por parte do CT se encontra limitada, uma vez que estão a ser introduzidas neste Regulamento disposições que remetem e interagem com outros regulamentos — nomeadamente com o Regulamento das Relações Comerciais ([RRC](#)) —, cuja proposta de revisão não é ainda conhecida. Esta situação é particularmente visível nas fórmulas relativas ao Comercializador de Último Recurso (CUR) que apelam para definições que irão ainda constar do RRC. Assim, o parecer do CT deve ser interpretado tendo em conta esta ressalva.
4. O CT entende que a proposta de revisão, que pretende transpor o disposto nos diplomas mencionados, apresenta omissões e soluções que devem ser completadas e aperfeiçoadas.
5. O CT regista que, quer o Decreto-Lei n.º 172/2006, quer o Decreto-Lei n.º 97/2002, estabelecem que, pelo exercício das atividades reguladas é assegurada uma remuneração, nos termos do Regulamento

⁵⁹⁵ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁹⁶ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁵⁹⁷ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁵⁹⁸ O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, no n.º 7 do artigo 67.º, estipula um prazo de três meses após a sua entrada em vigor - 24 de agosto - para que a ERSE aprove e publique os regulamentos de Acesso às Redes e às Interligações, de Relações Comerciais, Tarifário e de Operação das Redes, enquanto o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, determinando o mecanismo de recuperação do défice criado, obriga a alterações adicionais ao Regulamento Tarifário (RT).



- Tarifário, que garanta o equilíbrio económico e financeiro dessas atividades, em condições de gestão eficiente. Nestes termos, considera o CT que deveria ser incluída desde já no RT uma disposição que vincule a ERSE a apresentar anualmente, conjuntamente com a proposta de tarifas e preços, uma nota justificativa com indicadores económico-financeiros, que demonstre que as tarifas e preços adotados asseguram o cumprimento dos normativos relativos ao equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.
6. O CT assinala que certas disposições de carácter geral e abstrato do Decreto-Lei n.º 237-B/2006 carecem de melhor concretização ou clarificação, pelo que recomenda se proceda ao seu aperfeiçoamento no momento da "transposição" para o RT. O CT recomenda, designadamente que seja efetuada uma melhor identificação:
 - a) com clarificação das várias componentes da tarifa UGS (e, em particular as diferentes UGS de transporte e distribuição), porquanto surgem dificilmente percetíveis e identificáveis na atual proposta;
 - b) a identificação do mecanismo de recuperação do- défice tarifário criado por limitação das TVCF em BT das Regiões Autónomas e suportado pela REN e pela EDP Serviço Universal, S.A.
 7. O Decreto-Lei n.º 237/B-2006 dispõe que, quer os défices tarifários de 2006 e 2007, quer os custos associados à convergência das Regiões Autónomas, sejam recuperados em prestações iguais ou constantes (cf. v.g. art. 2.º, n.º 2 e art. 5.º) ao longo de um período de 10 anos, pelo que:
 - a) O CT nota que a proposta de RT é omissa quanto ao modo de cálculo das prestações anuais de recuperação do défice tarifário.
 - b) Nota ainda que, relativamente aos custos associados à convergência tarifária de 2006 e 2007, a proposta prevê que a sua recuperação ao longo de 10 anos, embora cumprindo o princípio da neutralidade financeira, seja efetuada por parcelas anuais que apresentam um crescimento em progressão geométrica, o que parece discordante com o disposto no referido Decreto-Lei, sugerindo o CT a clarificação.
 8. Ainda, o CT entende dever ser aproveitada revisão do RT para, entre outras, proceder às seguintes alterações:
 - a) O artigo 141.º do RT mantém uma limitação do mecanismo do acréscimo das TVCF resultantes da convergência nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, sendo esta a única parcela de CIEG que se encontra limitada à variação do índice de preços no consumo privado. O CT não encontra fundamento para a manutenção do tratamento diferenciado desta parcela de CEG, entendendo que a atual solução regulamentar - que não resulta duma determinação legal nesse sentido -, podendo ser suprimida.
 - b) Por razões de clareza, facilidade de consulta, análise e aplicação sugere-se que as disposições relativas à regulação e tarifas no Continente e nas Regiões Autónomas, constem em capítulos independentes.
 9. Finalmente, embora a proposta revogue integralmente o Regulamento em vigor, de agosto de 2005, continuará a subsistir e a coexistir o RT de abril de 2003, que se mantém na parte pertinente, até à data de extinção dos CAE. O CT entende que esta situação, ainda que transitória, complexifica o processo de interpretação e de aplicação das normas em vigor, pelo que sugere que as disposições ainda em vigor, após adaptação à atual legislação, sejam integradas como disposições transitórias no RT.



II - NA ESPECIALIDADE

Para além do referido acima, o CT entende dever tecer as seguintes considerações na especialidade:

Artigo 1.º - Objeto

No n.º 2 onde se lê o "presente diploma" deve ler-se "o presente regulamento".

Artigo 2.º - Âmbito

De acordo com a legislação em vigor, os "agentes externos" não intervêm no SEN pelo que, as referências a estes agentes devem ser eliminadas.

Artigo 3.º - Siglas e definições

No n.º 3 não é perceptível a identificação concreta das entidades referidas, pelo que o disposto neste número carece de clarificação, havendo igualmente que corrigir a designação das empresas.

Artigo 13.º - Definição das tarifas

Na alínea f), deverão ser definidas duas tarifas distintas de Uso Global do Sistema, uma para ser aplicada pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) e outra pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD). De referir que esta questão é transversal e tem repercussões em todo o RT.

Artigo 15.º - Tarifas e proveitos

No n.º 11 onde consta: "*a tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso*" deverá substituir-se *proporcionar os proveitos permitidos por recuperar os custos permitidos*, tal como designado no artigo 127.º da proposta de RT.

Artigo 23.º - Estrutura geral das tarifas de acesso às redes

No quadro 7, para os vários níveis de tensão, importará referir, relativamente à tarifa UGS, quer o nível de tensão, bem como, se se trata da UGS do ORT, ou do ORD.

Artigo 38.º - Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

No quadro 14 deve ser explicitamente salientado, que a tarifa aplicável aos escalões de 1,15 e 2,3 kVA se encontra excecionada do sobrecusto de PRE (renovável) quanto ao termo de energia, conforme decorre da aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006.

Capítulo III, Secção IX - Tarifa de uso global do sistema

A "tarifa de uso geral do sistema" deve ser modificada de forma a identificar existência de duas tarifas UGS [cf. igualmente o comentário supra ao artigo 13.º, alínea f)].

Artigo 71.º - Proveitos do agente comercial

Deixou de ser feita referência ao preço dos mercados organizados, passando a referir-se "*proveitos com a venda de energia elétrica dos produtores com contratos de aquisição energia elétrica, previsto para o ano t*". Acresce que nada é indicado no RT sobre proveitos.

Julga-se que tal indefinição possa encontrar justificação para a falta de enquadramento legal sobre o assunto, tal como referido no n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 172/2006: "*o acerto entre os encargos totais a pagar pela entidade concessionária da RNT, ou pela entidade referida no número anterior, aos centros electroprodutores detentores de CAE e a receita proveniente da venda da totalidade da eletricidade é efetuado nos termos previstos em decreto-lei específico*".

**Artigo 72.º - Proveitos da atividade de gestão global do sistema**

Apesar dos custos com a ERSE, claramente identificados no artigo 73.º serem incluídos nos custos de gestão do sistema, aquando da fixação das tarifas deverão ser analisados e considerados como custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CEG).

Artigo 78.º - Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de uso global do sistema às entregas a clientes

No n.º 5 / fórmulas 27 e 28, na definição dos parâmetros SPRE (FER e FENR) deve acrescentar-se "a ser transferido para o comercializador de último recurso".

Na fórmula 28, na definição do termo RfW^{TUGs} , t-2, é necessário acrescentar o termo energia: "por aplicação dos preços [de energia/da parcela 11 da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador".

Artigo 83.º - Custos com a atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso (CUR)

No n.º 2 / fórmula 43 - os termos "CB" e "MO", respetivamente, custo com a aquisição de energia elétrica pelo CUR através de contratos bilaterais e custo com a aquisição de energia nos mercados organizados, carecem de maior desenvolvimento e clarificação no que respeita às condições e procedimentos aplicáveis à aquisição de energia nas vertentes mencionadas. Nos CBs é também importante clarificar como são tratados os contratos bilaterais referentes a centrais com CAEs residuais.

No n.º 5 / fórmula 46 - o termo $\Delta R^{CR}_{E,prov}$ da fórmula, está incorretamente definido na página 99 como $\Delta R^{AC}_{E,prov}$, pelo que se recomenda a respetiva correção.

Artigo 84.º - Proveitos da atividade de compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição

Na fórmula 48 - importa clarificar que o termo " R_{UGs} " se refere à tarifa UGS do operador da rede de distribuição. A fórmula aparenta também inconsistência por definir os proveitos previstos desta atividade, como o somatório dos proveitos a recuperar por aplicação das várias tarifas aos fornecimentos do CUR, no mesmo ano.

Ora, não sendo definido nenhum termo de acerto, a fórmula só estará correta se os fornecimentos do CUR forem também os previstos para o ano "t", pelo que se questiona o CT sobre se esta será a interpretação que a ERSE pretende dar.

Artigo 85.º - Proveitos da atividade de Comercialização

Na fórmula 49 - a fórmula regulatória baseada na remuneração dos ativos imobilizados, que se mantém inalterada nesta proposta, não é adequada à realidade do CUR, uma vez que a empresa regulada, constituída para assegurar a atividade de comercializador de último recurso, não terá ativos imobilizados significativos.

Assim, a proposta deveria salvaguardar uma remuneração justa do ativo circulante do CUR, e, em consequência, a apropriada rentabilidade do capital investido pelos seus acionistas.

Artigo 112.º - Fórmula de cálculo do incentivo à redução de perdas

A fórmula está confusa, melhorando se for clarificado o parâmetro E^{Dt-2} , definindo-o como: "o total da energia elétrica entregue nos diversos níveis de tensão das redes de distribuição no ano "t-2", em kWh".

Artigo 127.º - Metodologia de cálculo da tarifa de energia

A tarifa de energia é uma tarifa monómia por conter unicamente preços de energia. Considerando que, por uma questão de segurança de abastecimento, as tarifas aplicáveis no mercado grossista deveriam explicitar o pagamento da garantia de potência, por similitude, a tarifa de energia deve cautelarmente



continuar a apresentar uma estrutura binômica, tal como acontece hoje com a tarifa de energia e potência (TEP).

Artigo 129.º - Ajustamentos trimestrais da tarifa de energia, relativa aos CAEs residuais

Os ajustamentos trimestrais da tarifa de energia (tal como definidos no n.º 11 do Artigo 146.º do Regulamento Tarifário, na versão do Despacho n.º [9499-A/2003](#), de 14 de maio), para os níveis de tensão MAT, AT e MT — eliminados sem explicação - deveriam ser reintroduzidos e mesmo passar a englobar o nível de tensão BT, o que conferirá maior aderência das tarifas aos custos do mercado.

O CT considera que os ajustes trimestrais conferem ao RT um mecanismo mais robusto, nomeadamente para as eventuais decisões de "*switching*" dos clientes.

Artigo 132.º - Metodologia de cálculo da tarifa de uso global do sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

A formulação matemática apresenta-se confusa, pelo que importa clarificar que os preços inerentes às fórmulas 114, 115, 116, 117 e 118, integram a definição dos preços da componente UGS2, conjuntamente com a fórmula 113.

Finalmente, o CT considera que, à semelhança dos proveitos da atividade de compra e venda de energia, também em relação a todas as outras atividades, seria desejável que existissem acertos provisórios para o ano "t-1".

Aprovado em 09 de janeiro de 2007.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo da Energia Elétrica** ◆ [\[Consulta Pública n.º 10\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁵⁹⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁶⁰⁰.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário o documento contendo a "*Proposta de regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica*"⁶⁰¹.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

NA GENERALIDADE

1. O Conselho Tarifário manifesta a sua satisfação quanto ao objetivo global pretendido com a proposta apresentada.
2. Na generalidade, considera o CT, sem prejuízo do mérito dos objetivos que lhe estão subjacentes, que a proposta revela algumas imprecisões cuja clarificação se afiguraria positiva.

Com efeito, tratando-se de uma regulamentação que visa a promoção de medidas de eficiência energética, cujos encargos serão suportados pelos consumidores através das tarifas, importa assegurar que o quadro normativo a aprovar assente em soluções adequadas, equilibradas e transparentes. Assim:

a) **Qualificação jurídico-legal da proposta**

Em rigor, a proposta apresentada pela ERSE configura, salvo melhor e mais qualificado entendimento, a regulamentação de medidas de promoção de eficiência no consumo, procedimentos e recursos financeiros associados definidos no âmbito da secção X do Capítulo IV do RT.

Nesse sentido, o CT entende que a denominação a utilizar deveria ser a de "regulamentação", aliás como é mencionado no n.º 2 do artigo 2.º, eliminando-se a alusão a "diploma" estabelecida no n.º 1 da mesma norma.

b) **Balanco entre medidas tangíveis e intangíveis**

A proporção de incentivos suscetíveis de ser afetos a medidas tangíveis e intangíveis é, na proposta, respetivamente de nove décimos e um décimo.

O CT considera que esta prioridade das medidas tangíveis é justificável mas, sublinha, a necessidade de clarificar que o *plafond* afeto a estas já inclui os custos inerentes às medidas *intangíveis associadas*.

⁵⁹⁹ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰⁰ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰¹ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Com efeito, entende o CT que, a eficácia da aplicação das medidas tangíveis implica, na generalidade dos casos, a existência de medidas *intangíveis associadas*, as quais devem ser tratadas e afetas à parcela de incentivos das medidas tangíveis, até por forma a evitar que a aprovação dum projeto relativo a medidas tangíveis tenha efeitos diretos no esvaziamento dos montantes afetos a medidas intangíveis.

Acresce que, o n.º 2 do artigo 6.º, a propósito das medidas intangíveis, estabelece a execução de auditorias energéticas. Este tema é reconhecidamente complexo e foi alvo de grande debate uma vez que, nos segmentos de mercado em que os custos de transação sejam mais elevados, como o setor residencial, podem não justificar-se auditorias convencionais por intervenções de medição no local de consumo, sendo substituídas por questionários, programas informáticos disponibilizados na Internet, ou por inquéritos enviados aos clientes.

O CT entende, por isso, que seria vantajoso que a ERSE apresentasse a definição do tipo de auditoria energética a considerar por segmento de mercado.

Ainda, constata o CT que apenas as medidas tangíveis são classificadas no PPEC por segmentos de mercado, não sendo claro o tratamento diferenciado que é dado às medidas intangíveis.

Assim, propõe o CT que todas as medidas do PPEC, independentemente da sua tipologia, sejam classificadas por segmentos de mercado e conseqüentemente: (i) deve suprimir-se a referência a "tangíveis" no n.º 1 do artigo 7.º e na alínea a) do n.º 1 do artigo 14.º (ii) e aditar-se, no n.º 1 do art. 20.º, a expressão "por segmento de mercado".

c) Promotores de medidas intangíveis

Ponderou o CT no facto de as associações e entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores não constarem no elenco de possíveis promotores de medidas de eficiência energética, situação que resulta expressamente do Regulamento Tarifário ([RT](#)) em vigor.

O CT constata, contudo, que o papel destes representantes na disponibilização aos consumidores de informação relevante sobre a eficiência no consumo de energia elétrica e sobre os seus benefícios com vista à adoção de hábitos de consumo mais eficientes é insubstituível designadamente ao nível da confiança dos consumidores quanto à informação transmitida.

Sem prejuízo de, numa eventual futura revisão do RT, poderem vir a ser incluídas tais organizações como promotores de medidas intangíveis, o CT entende adequado que o envolvimento e participação destas organizações na aplicação de determinada medida deve ser expressamente valorado (cf. proposta da especialidade infra).

d) "Tecnologia padrão"

O CT chama a atenção que, no tocante às medidas tangíveis, as propostas devem tomar em consideração determinada tecnologia padrão - "*a solução tecnológica de utilização mais comum, em geral com pior desempenho energético do que o de soluções mais avançadas*" [cf. artigo 2.º, n.º 1 alínea h) e também referida no artigo 13.º n.º 5 alínea b)] - a qual deve, com antecedência, ser determinada (ou determinável) sob pena dos projetos apresentados pelos promotores partirem de diferentes pressupostos inviabilizando a uniformidade na avaliação e seriação das propostas.

O CT sugere que a ERSE faculte aos potenciais promotores os elementos que devem ser considerados para efeitos de determinação da tecnologia padrão eventualmente mediante o recurso a outras entidades.

**e) "Participantes"**

Para efeitos da presente regulamentação a ERSE adotou o conceito de "participantes" como sendo o consumidor de energia elétrica que beneficia diretamente duma medida de incentivo à eficiência no consumo de energia elétrica,

Contudo, constata-se que no articulado são utilizadas denominações distintas para a mesma realidade, como é o caso por exemplo do n.º 9 do artigo 13.º que refere "consumidores participantes" ou a alínea e) do artigo 14.º que se refere a "participantes elegíveis" ou o ponto G do artigo 1.º do Anexo I que faz alusão aos "participantes" sendo que, em rigor, o conceito de "participante" não volta a surgir no texto.

Assim, o CT sugere a uniformização do conceito de "consumidor participante" de modo a obviar eventuais dificuldades de interpretação.

f) Repartição dos recursos (incentivos) por segmentos de mercados

Adota a ERSE, na sua proposta, por uma repartição dos recursos das medidas tangíveis do PPEC por segmentos de mercado, avançando com uma distribuição de: 37,99% para a indústria e agricultura; 31,68% para comércio e serviços e 30,33% para o segmento residencial.

Contudo, constata-se que os consumos em BTN representam 45,65%, integrando-se neste nível de tensão dois segmentos, a saber: todo o residencial e uma parte do comércio e serviços (que, em número, rondarão os 90% e os 10% mas, ao nível de consumos, representam respetivamente

Acresce que, no segmento de mercado Serviços, transversal a todos os níveis de tensão, se incluem a generalidade dos estabelecimentos propriedade ou em uso pela administração central, regional e local do Estado. Estas instalações constituem reconhecidamente inclusive a nível comunitário — um (senão "o") dos subsegmentos de mercado com maior potencial de redução de consumo por via da adoção de planos de eficiência.

O CT considera que a este subsegmento de mercado é, naturalmente, exigível o exemplo de eficiência energética conforme, aliás, expressamente assumido na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 que refere dever o objetivo da procura pública energeticamente eficiente ser *financiada a partir dos próprios resultados operacionais da atividade de aquisição de energia para os serviços do Estado*.

Assim, o CT considera que este subsegmento deve ser excluído das medidas que venham a ser aprovadas.

Ainda, atendendo a que:

- i) os incentivos do PPEC devem ser repercutidos na tarifa UGS, paga por todos os consumidores;
- ii) que os consumidores domésticos do segmento de mercado residencial afetos à BTN representam a mais significativa percentagem, quer em número clientes, quer ao nível de consumos;
- iii) que os consumidores domésticos do segmento de mercado residencial afetos à BTN suportam, sem repartição com outros níveis de tensão, uma parte dos custos do sistema por todos usado (v.g. rendas aos municípios e, como recentemente anunciado pelo Governo, o sobrecusto das energias renováveis);
- iv) que os segmentos de mercado "agricultura e indústria" e "comércio e serviços" já detêm, ao seu dispor, de outros meios, condicionantes e incentivos afetos à promoção da eficiência;

o CT entende que, quer na repartição dos recursos, quer subseqüentemente na seleção das medidas aprovadas deve ser expressamente consagrada a prioridade do segmento residencial (BTN).

**g) Relação PNAC e PPEC**

O CT constata que os montantes afetos aos incentivos para a eficiência no consumo representam sensivelmente um quarto daqueles que poderiam ser fixados a partir duma análise do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC).

O CT, compreendendo as razões apresentadas para esta opção e que no essencial se resumem à necessidade de evitar maior impacto nas tarifas, não deixa de manifestar preocupação com o facto de não estar expressa uma articulação, desejável, entre o PPEC e o PNAC.

Deste modo o CT recomenda, uma concertação com as entidades responsáveis por forma a garantir não só a necessária articulação, como ainda a total transparência da aplicação dos programas e a contribuição cumulativa dos mesmos para a concretização dos objetivos nacionais fixados.

h) Medidas plurianuais

O CT considera positiva a inclusão no PPEC da previsão de medidas de eficiência energética de carácter plurianual.

Considera, contudo, o CT que tais medidas devem poder ter uma duração de implementação variável num período máximo de três anos não ficando confinadas ao período de regulação em vigor, pelo que o CT sugere a eliminação da alínea c) do artigo 5.º e a alteração do artigo 9.º (cf. infra especialidade).

Ainda, considerando o disposto na alínea b) do artigo 5.º, que exclui como medidas elegíveis as de I&D que não gerem poupanças de energia no curto prazo, o CT julga importante a especificação da duração do período de "curto prazo", sugerindo que o mesmo tenha a duração de 3 anos.

i) Impacto nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica (DEE)

Os resultados da implementação do PPEC, quer em termos de poupança efetivamente verificada, quer em termos dos custos incorridos, serão apurados pela ERSE no ano seguinte à sua execução, tendo esta entidade a possibilidade de anular o previsível efeito negativo deste Plano nos proveitos permitidos da atividade de DEE, cujos parâmetros já foram definidos para o período regulatório em vigor.

Nesta perspetiva, acreditando no sucesso da aplicação do PPEC e de planos congéneres, o CT recomenda à ERSE que, na fixação anual das tarifas, proceda à neutralização do efeito negativo nos proveitos permitidos da DEE.

j) Prazos

Atendendo ao processo de consulta em curso, tendo em consideração as características do PPEC, o surgimento de novos promotores e ainda o pretendido sucesso deste Plano, o CT considera que os prazos previstos para este 1.º ano são dificilmente exequíveis, devendo ser ajustados.

k) Critérios de seriação

O CT constata a inexistência de métrica para os quatro seguintes critérios de seriação das medidas do tipo tangível, que representam 30% do total — equidade, qualidade de apresentação das medidas, capacidade em ultrapassar barreiras e efeito multiplicador e Inovação.

O CT recomenda que, para todos os critérios, seja expressa uma métrica, o que a não ser possível, deverá ter como consequência uma diminuição do peso relativo desses critérios.

O CT manifesta, ainda, a sua preocupação com o facto de, nas medidas intangíveis, inexistir qualquer métrica.

Igualmente, constata não estar previsto qualquer mecanismo de desempate das medidas caso a pontuação final seja equivalente entre duas ou mais medidas.



3. Finalmente, pressuposto de toda a regulamentação proposta encontra-se a forma de pagamento dos incentivos aos promotores do PPEC. O CT não pode deixar de sublinhar que, no parecer que emitiu em maio de 2005 sobre o Regulamento Tarifário, expressou, no seu ponto II L n.º 3., após constatar que as propostas aprovadas no âmbito do plano de eficiência energética são pagas pela REN aos promotores e de acordo com o n.º 6 do Artigo 82.º, recuperados dois anos mais tarde através da tarifa de uso global do sistema, considerou então o CT, o que agora reitera, ser desejável garantir o sincronismo entre o pagamento aos promotores com os correspondentes recebimentos tarifários.

II

NA ESPECIALIDADE

No tocante à especialidade, o CT entende e sugere o seguinte:

Secção I

Disposições e princípios gerais

(artigo 1.º a 3.º)

Artigo 1.º

Considerando que a epígrafe da norma deve corresponder claramente ao articulado, o CT sugere uma melhor explicitação do objeto da regulamentação a aprovar.

Assim, propõe, a seguinte redação:

"Artigo 1.º

Objeto e âmbito

1. *A presente regulamentação define as regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, adiante designado por PPEC.*
2. *O PPEC tem como objetivo a promoção de medidas que visem melhorar a eficiência no consumo de energia elétrica.*
3. *O PPEC é o conjunto de medidas de promoção da eficiência no consumo, procedimentos e recursos financeiros associados, definidos no âmbito da Secção X do Capítulo IV do Regulamento Tarifário.*
4. *São aprovados os Anexos I e II que fazem parte integrante da presente regulamentação."*

Artigo 2.º

De acordo com o mencionado na apreciação na generalidade, sugere-se para o artigo 2.º a seguinte redação:

"Artigo 2.º

Siglas e definições

1. *Na presente regulamentação são utilizadas as seguintes siglas:*
 - a) ...
 - b) ...
 - c) ...
2. *Para efeitos da presente regulamentação entende-se por:*
 - a) ...



- b) ...
- c) ...
- d) *Consumidor-participante — consumidor de energia elétrica que beneficia diretamente de uma medida de incentivo à eficiência no consumo.*
- e) ...
- g) ...
- h) ...
- 3. ..."

Secção II

Medidas e Candidaturas

(artigo 4.º a 16.º)

Artigo 4.º

No artigo 4.º n.º 2, refere-se um conjunto não exaustivo de medidas a promover do lado do consumo, muito em linha com as medidas referenciadas no Anexo III da Diretiva "Eficiência na Utilização Final de Energia e Serviços Energéticos".

Sendo embora o referido elenco não exaustivo, atento o sentido pedagógico e informativo que uma regulamentação também pode incluir, o CT entende interessante incluir nesta lista, nomeadamente:

- l) *O isolamento não obrigatório dos edifícios (por exemplo, pelo isolamento de paredes, utilização de vidro duplo, entre outras);*
- m) *As aplicações térmicas de energia solar (por exemplo, para água quente para uso doméstico, aquecimento e arrefecimento de espaços);*
- n) *O aumento da qualidade de energia elétrica na instalação de utilização de energia elétrica necessária aos equipamentos mais sensíveis, de forma a maximizar o tempo de vida útil dos mesmos.*

Igualmente, entende o CT que a alínea k) deveria ser redigida de forma mais abrangente, a saber:

- k) *Campanhas de informação e sensibilização focalizadas na promoção da melhoria de eficiência no consumo e nas medidas de melhoria da eficiência energética.*

Artigo 5.º

O CT sugere um aperfeiçoamento da redação proposta, nomeadamente, da alínea b), quantificando como "curto prazo" uma duração concreta, que se propõe que seja três anos, assim como a eliminação da alínea c) de modo a permitir que a execução de medidas de carácter plurianual não esteja limitada ao período de regulação.

Ainda, atendendo ao papel liderante do Estado na promoção da eficiência energética (vide Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005), papel a assumir independentemente da existência de incentivos, o CT entende que devem ser qualificadas como medidas não elegíveis no âmbito do PPEC as medidas de eficiência no consumo de energia cujos destinatários sejam serviços e organismos da administração pública central, regional e local.



Assim propõe-se a seguinte redação:

"Artigo 5.º

Medidas não elegíveis

As seguintes medidas não são elegíveis no âmbito do PPEC:

a) ...

b) Medidas de investigação e desenvolvimento que não geram poupanças de energia no prazo de 3 anos.

c) Eliminar.

d) ...

e) Medidas cujo destinatário seja o respetivo promotor e serviços e organismos da Administração central, regional e local do Estado."

Artigo 6.º

O CT sugere um aperfeiçoamento da redação do artigo 6.º, no seguinte sentido:

"Artigo 6.º

Tipologias de medidas

1. A dotação orçamental do PPEC é repartida entre as seguintes tipologias de medidas de eficiência no consumo:

a) Medidas tangíveis;

b) Medidas intangíveis.

2. ...

3. As medidas tangíveis correspondem a medidas que contemplem a instalação efetiva de equipamentos com eficiência energética superior à tecnologia padrão bem como, a substituição de equipamentos com o correspondente abate dos equipamentos energeticamente não eficientes substituídos."

Fundamenta o CT as suas sugestões, no caso do n.º 1 à própria clareza de redação e no caso do n.º 3 ao seguinte: o n.º 3 do artigo 6.º refere como medida tangível o abate de equipamentos energeticamente não eficientes, porém, o CT julga que fará mais sentido que o abate e a reciclagem de equipamento não eficiente estejam ligados, obrigatoriamente, à respetiva substituição por equipamento eficiente.

Artigo 7.º

O CT sugere o seguinte:

"Artigo 7.º

Segmento de mercado

1. As medidas são classificadas no PPEC por segmentos de mercado.

2. ..."

Artigo 9.º

Tal como referido na apreciação feita na generalidade em torno da proposta apresentada, e em consonância com a eliminação da alínea c) do artigo 5.º, o CT sugere agora uma nova redação para o artigo 9.º, visando permitir o carácter plurianual das medidas de eficiência no consumo independentemente do



período de regulação, prevendo-se a aplicação às mesmas, por razões de segurança jurídica, as normas em vigor no momento da sua aprovação.

Assim, propõe-se a seguinte redação:

"Artigo 9.º

Prazos de implementação das medidas

1. *As medidas candidatas anualmente no âmbito do PPEC podem ter uma duração de implementação variável com o limite máximo de 3 anos, independentemente da duração do período de regulação.*
2. *Sempre que a execução de medidas no âmbito do PPEC ultrapasse a duração do período de regulação, às mesmas são aplicadas as normas em vigor no momento da sua aprovação "*

Artigo 10.º

Refere a proposta de regulamentação, no n.º 1 do seu artigo 10.º, que o incentivo a atribuir a cada medida seja igual à totalidade dos custos suportados pelos promotores na execução da mesma.

Entende o CT que deve ficar mais explícito que as medidas relacionadas com o "*Plano de Verificação e Medição dos respetivos impactes*" (cf. artigo 13.º) fazem parte dos custos suportados.

"Artigo 10.º

Incentivo a atribuir

1. *O incentivo a atribuir a cada medida....execução da mesma, incluindo os inerentes ao plano de verificação e medição dos respetivos impactes, estabelecido no artigo 13.º.*
..."

Artigo 13.º

O CT entende que o n.º 8 deste artigo, referente aos planos adicionais de medição e verificação que a ERSE entenda como necessários se afigura excessivo e desnecessário face aos critérios de seriação que estão definidos e às auditorias que a ERSE pode promover nos termos do artigo 27.º, pelo que sugere a sua eliminação, devendo em consequência, o n.º 9 ser alterado suprimindo a expressão "Para efeitos do número anterior".

Artigo 14.º

O CT sugere o seguinte:

"Artigo 14.º

Informação a incluir na candidatura

1. *A informação a prestar no processo de candidatura deve incluir, nomeadamente, os seguintes elementos:*
 - a) *definição do tipo de medida e o segmento de mercado a que a medida se dirige, de acordo com a lista de segmentos a publicar pela ERSE nos termos do artigo 28.º;*
 - b) *.....*
 - c) *Descrição da forma (...) em que se verifique a compra, instalação ou substituição com abate de equipamentos menos eficientes, a descrição dos procedimentos necessários;*

**Artigo 16.º**

No que concerne à possibilidade de reclamação sobre as decisões de candidatura, entende o CT que imperativos de rigor e transparência dos procedimentos obriga a uma clarificação do regime a aprovar, nomeadamente no sentido de garantir que toda e qualquer decisão carece da necessária fundamentação, bem como o estabelecimento de prazos para decidir sobre as reclamações e os efeitos das mesmas.

Assim, propõe o CT que o artigo 16.º passe a ter a seguinte redação:

*"Artigo 16.º**Reclamações das decisões das candidaturas*

1. *As decisões de rejeição de candidaturas devem ser fundamentadas.*
2. *Sem prejuízo do exercício do direito de recurso nos termos gerais do direito, os promotores podem reclamar para a ERSE das decisões que recaiam sobre as respetivas candidaturas, dentro do prazo de 15 dias a contar da data da notificação da decisão.*
3. *A ERSE decide das reclamações no prazo de 5 dias a contar da data da sua receção.*
4. *As reclamações determinam a suspensão da decisão notificada durante o prazo previsto no número anterior.*

Secção III**Metodologia de Seleção**

(artigos 17.º a 21.º)

Artigo 18.º

O CT constata que no n.º 1 do artigo 18.º, não é feita qualquer referência ao "Teste Social" mencionado no "*Documento de Discussão*" (medidas com VAL positivo, elegíveis para seriação) sendo que, este "Teste Social" é referido no artigo 1.º do Anexo I.

O CT recomenda a prévia definição de "Teste social" e sua introdução neste artigo 18.º ou em alternativa no artigo 2.º.

Artigo 19.º

O CT considera necessário acautelar a inexistência duma dupla contabilização do critério "poupança de energia" (cf. a "Análise RCB" que deverá, em princípio, englobar a componente de poupança) o que, eventualmente, poderia ser colmatado com a introdução da referência a *Sustentabilidade (da poupança de energia)* na alínea/critério H do n.º 3.

Para o CT não resultam claras as razões do diminuto peso atribuído ao critério "inovação" no conjunto dos demais critérios e face à apologia que se transmite ao longo do documento.

Finalmente ao CT afigura-se adequado estabelecer mecanismos de desempate nas situações em que a pontuação final entre duas ou mais medidas candidatas seja igual.

Assim propõe-se o aditamento de um novo ponto com a seguinte redação:

*"Artigo 19.º**Critérios de seriação das medidas de eficiência no consumo do tipo tangível*

1. ...
2.
3.



4. ...
5. *Quando duas ou mais medidas obtenham igual pontuação final, deverá ser valorizada a que representar menor custo para o PPEC.*
6. *Atual n.º 5."*

Artigo 20.º

O CT sugere, em conformidade com observações anteriores:

"Artigo 20.º

Seleção das medidas de eficiência no consumo do tipo intangível

1. *As medidas de eficiência no consumo do tipo intangível são selecionadas por segmento de mercado de acordo com a sua ordem de mérito."*

Artigo 21.º

Também no que respeita aos critérios de seriação das medidas de eficiência no consumo de tipo intangível, o CT considera adequado que a ERSE pondere sobre a diferenciação da valoração dos critérios acordo com o seu grau de importância.

A título de exemplo, o CT manifesta a sua preocupação com um aparente peso excessivo do critério "*Experiência em programas semelhantes*", o que pode resultar numa desvalorização de candidaturas apresentadas por promotores sem experiência.

O CT sugere ainda seja aditado um novo ponto relativo a mecanismos de desempate, à semelhança do proposto para o artigo 19.º. Assim:

"Artigo 21.º

Critérios de seriação das medidas de eficiência no consumo de tipo intangível

1. ...
2.
3.
4. ...
5. *Quando duas ou mais medidas obtenham igual pontuação final, deverá ser valorizada a que representar menor custo para o PPEC.*
6. ..."

Artigo 21.º-A

Entende o CT, de acordo com o expandido na apreciação da generalidade que deverá ser valorada a participação das associações de consumidores e outras entidades que contribuem para a eficácia das medidas intangíveis.

Assim, propõe o CT o aditamento de um novo artigo 21.º-A, com a seguinte redação:

"Artigo 21.º-A

Parcerias

Sem prejuízo do disposto na presente subsecção, devem ser valorizadas as candidaturas que envolvam parcerias com associações de consumidores e outras entidades com interesse na matéria, que potenciem a eficácia das medidas."



Secção IV

Relatórios de Execução, pagamento das medidas e fiscalização

(artigos 22.º a 27.º)

Artigo 27.º

Concordando o CT com a realização pela ERSE de auditorias às medidas executadas no âmbito do PPEC, considera que a redação a acolher deverá ser mais assertiva.

Assim, propõe-se a seguinte redação:

"Artigo 27.º

Auditorias

1. *A ERSE promoverá auditorias às várias medidas executadas no âmbito do PPEC mediante sorteio, sem prejuízo de as mesmas poderem vir a ser realizadas em qualquer circunstância.*
2. *Para efeitos do disposto no número anterior, os promotores devem guardar toda a informação relativa às medidas de eficiência energética executadas no âmbito do PPEC durante um período de 10 anos e colaborar com a ERSE relativamente a eventuais processos de auditoria."*

Secção V

Disposições Finais e Transitórias

(artigos 28.º a 31.º)

Artigo 28.º

Por forma a acautelar impactes tarifários mais significativos num determinado ano, bem como dar sinais claros aos operadores de que o PPEC tem dotações orçamentais perfeitamente compartimentadas e assim disciplinar no tempo as medidas, o CT entende que, com exceção do ano 2007 em que se preveem algumas dificuldades de cumprimento de timings não deve ser possibilitada a transferência dos superávits duns anos para os outros.

Consequentemente, sugere-se a eliminação dos n.ºs 4 e 5.

Ainda, o CT propõe o aperfeiçoamento do n.º 2 do artigo 28.º nos seguintes termos:

"Artigo 28.º

Dotação orçamental

1.
2. *A dotação a aprovar nos termos do número anterior inclui a seguinte informação:*
 - a)
 - b)
 - c) ...
 - d)
3. "

**Artigo 29.º**

Também no artigo 29.º o CT propõe a seguinte precisão ao nível da respetiva redação:

"Artigo 29.º

Divulgação

1.
2.
3. *Em todas as medidas financiadas no âmbito do PPEC os promotores devem assegurar a inclusão da seguinte referência: "Medida financiada no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos".*

Artigo 30.º-A

O CT entende que, em caso de incumprimento culposo pelos promotores das normas do PPEC deverá resultar, para além da devolução do incentivo entretanto recebido a impossibilidade de se poderem candidatar a medidas do PPEC no ano subsequente, pelo que se propõe o aditamento nas disposições finais de um novo artigo com a seguinte redação:

"Artigo 30.º-A

Incumprimento

1. *O incumprimento por parte dos promotores das normas contidas na presente regulamentação, impede-os de se candidatarem a medidas no âmbito do PPEC no ano subsequente, salvo quanto tal incumprimento resulte de razões que não lhe sejam imputáveis.*
2. *O incumprimento da execução de medida aprovada e financiada no âmbito do PPEC, obriga o promotor a devolver às tarifas os incentivos recebidos, sem prejuízo da sanção prevista no número anterior."*

Artigo 31.º

Tendo em conta que a ERSE já fixa no âmbito do Anexo II a dotação orçamental do PPEC por tipologia e por segmento, nomeadamente para o ano 2007, a alínea a) do artigo 31.º afigura-se contraditória e desprovida de utilidade, pelo que se sugere a sua eliminação.

ANEXOS**Anexo II**

Sendo que, nos primeiros anos de implementação da medida se consideram como evitados custos fixos de investimento que apenas a médio prazo poderão, de facto, ser evitados, o CT entende que os parâmetros fixados no anexo II, ponto 10 e 11 (custos unitários evitados de fornecimento de energia elétrica) deveriam prever uma atualização dinâmica ao longo do período de cálculo do valor atualizado (VAL) do benefício da medida.

Aprovado em 5 de abril de 2006.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Cálculo do valor da caução ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶⁰².

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁶⁰³ e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de cálculo do valor da caução — artigo 2.º do Decreto Lei n.º 195/99 e artigo 172.º e 233.º do RRC*"⁶⁰⁴.

Posto o que, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

Tendo apreciado a proposta apresentada o Conselho Tarifário considera que:

1. A proposta da ERSE encontra-se formulada de modo adequado à legislação e regulamentação em vigor pelo que merece o parecer favorável do Conselho Tarifário sem prejuízo das sugestões constantes dos pontos seguintes:
2. O Conselho Tarifário sugere as seguintes alterações em sede de especialidade:
 - (i) a data de entrada em vigor do despacho da ERSE deverá ser alterada para "o dia seguinte ao da sua publicação";
 - (ii) no artigo 1.º do "Anexo" onde consta "(...) *são objeto do presente despacho (...)*" deverá alterar-se para "(...) *são objeto do presente anexo (...)*".

O Conselho Tarifário sugere ainda que, numa futura revisão do RRC em vigor sejam tidas em consideração as preocupações manifestadas pela EDP - Distribuição e expressamente reconhecidas pela ERSE quanto à adequação do valor da caução nomeadamente de modo a evitar que o mesmo fique desatualizado e consequentemente seja insuficiente para cobrir o risco de incumprimento contratual caso se verifiquem aumentos de tarifas.

Aprovado em 5 de janeiro de 2006.

⁶⁰² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por 'documento' ou 'proposta'.



Período regulatório
2003-2005



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|--|--|
| <i>Armindo Vieira Santos</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Artur Trindade</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Carlos Botelho Manuel Martins Moreira</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Eduardo Quinta Nova Alfredo Rocha</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Joana Simões</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>Manuela Moniz</i> | Representante dos clientes não vinculados de eletricidade |
| <i>Maria Cristina Portugal</i> | <i>Representante do Instituto do Consumidor (Presidente)</i> |
| <i>Raquel Santos</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores |
| <i>Rui Andrade Delfim Loureiro</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Vieira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶⁰⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", parecer que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁶⁰⁶.

A ERSE deve elaborar a proposta de parâmetros regulatórios e tarifas reguladas e apresentá-la ao Conselho Tarifário que deverá emitir parecer no prazo máximo de 30 dias após a sua receção.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008*"⁶⁰⁷.

No período regulamentarmente fixado para a elaboração de parecer pelo CT e no curso das suas reuniões, foram levados a conhecimento dos seus membros os documentos complementares intitulados:

- "*Programa de ajustamento do quadro de pessoal da Eletricidade nos Açores no período 2005 a 2008*", datado de setembro 2005 e distribuído pelo representante da EDA na reunião do CT de 10 de novembro de 2005;
- *Informação Mensal — PRE com contrato com a REN*, datado de setembro de 2005 e distribuído pelo representante da REN na reunião do CT de 4 de novembro de 2005, o qual foi acompanhado por um "*Quadro com resumo do efeito da P 399, que se situa no período janeiro a agosto em cerca de 1, 8% do Consumo SEP+SENV*";
- *EDA cost of capital 2006-2008 Eletricidade dos Açores*, datado de 3 de novembro de 2005 e distribuído pelo representante da EDA na reunião do CT de 10 de novembro de 2005;
- Extrato de artigo da edição n.º 263 da Revista Proteste, de novembro de 2005, intitulado "*Tarifas do gás natural e da eletricidade*", distribuído pelo representante da DECO na reunião do CT de 10 de novembro de 2005;
- Documento intitulado "*Comentários e propostas da EDP Distribuição à proposta*", distribuído pelo representante da EDP Distribuição, na reunião do CT de 11 de novembro de 2005;
- Relatório Final do Estudo de "*benchmarking*" dos operadores de redes eletricidade, promovido pelas entidades reguladoras da Dinamarca, Holanda, Noruega, Áustria e Portugal, denominado "*ECOM+Results 2005*", remetido pelo Presidente do Conselho de Administração da ERSE à Presidente do CT em 11 de novembro de 2005 e distribuído aos restantes membros na reunião de 14 de novembro de 2005.

⁶⁰⁵ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰⁶ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁰⁷ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

A - INTRODUÇÃO

1. O documento da ERSE apresenta-se aperfeiçoado relativamente aos anos anteriores e, particularmente no tocante ao sumário executivo, vem o mesmo de encontro às expectativas do CT aquando das suas recomendações anteriores, facilitando a leitura e consulta das propostas e documentos.
2. Considera ainda, o CT que a inclusão dum CD autónomo com a troca de informação entre regulador e empresas reguladas constitui uma inovação útil à discussão no seio do CT.
3. O CT manifesta a sua preocupação quanto ao *deficit* tarifário a recuperar em anos vindouros, o qual aparece pela primeira vez explícito numa proposta da ERSE e cuja possibilidade de redução e sustação do crescimento, tendo em vista o equilíbrio financeiro das empresas reguladas e a proteção dos clientes face à evolução das tarifas no setor elétrico nacional esteve subjacente a toda a discussão e propostas do CT.

B - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

1. O CT considera adequado que a ERSE utilize no documento final os mesmos valores adotados na proposta para a taxa de inflação e para o Índice de Preços para o Consumo Privado cuja fonte é o Plano de Estabilidade e Crescimento (PEC) para 2005-2009.
2. O CT regista o facto de, no penúltimo dia da discussão em curso, ter recebido da ERSE o Estudo Final de "*benchmarking*" dos operadores de redes de transporte de eletricidade, promovido pelas entidades reguladoras da Dinamarca, Holanda, Noruega, Áustria e Portugal, denominado "*ECOM+Results 2005*", que será tido em conta na fixação de tarifas e preços pela ERSE. A impossibilidade prática duma análise rigorosa e atempada do documento e a ausência explícita da medida em que o mesmo será utilizado na fixação das tarifas e preços não permitiu ao CT tomá-lo em consideração na elaboração do presente parecer.

C - QUADRO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

1. O CT reitera a sua preocupação com a manutenção dum clima de incerteza no setor elétrico com reflexos quer para os consumidores, quer para as empresas reguladas.
2. A proposta apresentada refere, coerentemente, que uma eventual entrada em funcionamento dos mercados organizados determinará a revisão das tarifas cuja proposta se está a apreciar designadamente pela efetiva cessação dos CAE e aplicação do regime dos CMEC determinada pelo Decreto Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que introduzirá profundas alterações nas tarifas propostas.

D - DIÁLOGO ENTRE REGULADOR E ENTIDADES REGULADAS

1. Tem sido entendimento reiterado do CT que o diálogo (troca e discussão de informação e de propostas) entre regulador e entidades reguladas constitui um dos pressupostos fundamentais à regulação, em particular no que respeita à fixação de parâmetros, tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços.
2. A dupla missão da ERSE traduzida na proteção dos direitos e interesses dos consumidores em relação aos preços e na progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais dos setores regulados, fica condicionada se não forem efetivamente desenvolvidos mecanismos de diálogo e concertação entre o regulador e as entidades reguladas.



3. No [parecer](#) que emitiu em 2004, o CT registou positivamente o esforço desenvolvido pelas empresas reguladas no cumprimento dos prazos de entrega da documentação solicitada pela ERSE.
4. Cumpre agora registar positivamente o facto de, tal como é referido na fundamentação que acompanha a proposta em discussão, a informação numérica enviada pela generalidade das empresas reguladas cumprir o estabelecido no [Regulamento Tarifário](#) e nas normas complementares publicadas.
5. Contudo, o CT sublinha negativamente o facto de a ERSE aproveitar a aludida fundamentação que antecede a proposta em discussão para, por essa via, solicitar à REN o envio, com carácter de urgência, da informação em falta, sob pena de não consideração dos custos de investimento para 2006 (cf. pág. 3 e 10 da proposta).
6. Este pedido da ERSE, formulado através da proposta entregue ao CT, constitui naturalmente um fator perturbador da discussão em curso o que, neste caso, evidencia a insuficiência do diálogo entre regulador e a entidade regulada em causa.
7. Neste contexto, o CT reitera a sua recomendação no sentido do desenvolvimento de um efetivo investimento no diálogo com as empresas reguladas, de modo a que a informação/propostas sejam pedidas e transmitidas dentro dos prazos regulamentares estabelecidos, sob pena de não serem consideradas.

E - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. O CT assinala positivamente a apresentação pela ERSE dos resultados do trabalho da ERGEG relativamente à desagregação do preço médio de energia elétrica em várias parcelas, i.e., energia e comercialização, acesso às redes, Custos de Interesse Geral (CIG) e impostos.
2. O CT considera ser útil que a ERSE continue a manter a autonomização dum dossier relativo à comparação internacional de tarifas e preços. Contudo, a informação de base para efeitos do exercício das comparações internacionais tem sido o principal constrangimento nos estudos dos últimos anos.
3. Com efeito, a fiabilidade das comparações não tem tanto a ver com a metodologia utilizada (bandas de consumo ou consumidores-tipo), mas sim, com a eficácia da obtenção da informação credível por parte dos vários comercializadores i.e., que os valores publicados sejam representativos das várias realidades nacionais, ou mesmo regiões — para os países onde não exista uniformidade territorial de preços.
4. Acresce que, do ponto de vista do consumidor doméstico o relevo da comparação internacional evidencia-se sobretudo no preço final a pagar, i.e., na fatura. O CT não deixou de ficar surpreendido com o estudo comparativo apresentado pela DECO, que apresenta Portugal como um dos países com preço mais baixo nos nove países da UE em que procedeu à comparação da fatura para pessoas individuais, casais e casais com filhos com potências contratadas, respetivamente, de 2,3kVA; 3,45kVA e 4,6 kVA e consumos de 1200kWh/ano, 2500kWh/ano e 3500kWh/ano, respetivamente.
5. Constata o CT que, a ausência de informação relativamente a alguns países, e noutros casos, a ausência de informação desagregada quanto a CIG, taxas e impostos impossibilita uma boa interpretação dos dados para efeitos desta comparação.
6. Entende o CT que a ERSE poderia, através das instâncias comunitárias onde se encontra representada, procurar dinamizar o processo de revisão da Diretiva da Transparência de Preços da Eletricidade e do Gás (Diretiva 90/377/CEE, de 29 de junho de 1990), por forma a que se obtenha informação credível e representativa das realidades nacionais para se efetuarem comparações internacionais.
7. Considera ainda o CT, ser útil manter a análise do conjunto da UE15, por razões ligadas ao acompanhamento da evolução da série de preços pelo que, sugere a apresentação de resultados



agregados para três grupos de países: UE15, PA10 e UE25, bem como, o cálculo do desvio das tarifas portuguesas, em termos agregados, relativamente à média da UE15, PAIO e UE25;

8. Finalmente, entende o CT que em próximos trabalhos, a ERSE poderá aprofundar a comparação dos preços entre Portugal e Espanha, de forma a clarificar as diferenças existentes nos preços médios, especialmente no segmento de Baixa Tensão (v.g. diferenças estruturais, de tipos de rede - dispersão geográfica dos clientes e da distribuição dos consumos por nível de tensão -, CIG, taxas e impostos).

F - CONDICIONALISMOS À REGULAÇÃO DA ERSE

1. Desde 2003 que o CT tem vindo a manifestar a sua preocupação com o avolumar dos denominados custos de interesse geral, resultantes de opções de política energética, que são repercutidos nas tarifas e preços a pagar por todos os consumidores de energia elétrica.
2. Estes custos, globalmente designados pela ERSE como "Custos de Interesse Geral" (CIG) devem ser objeto de uma clara definição, sugerindo o CT a integração neste âmbito de custos que geram benefícios de interesse geral e não se esgotam no sistema elétrico.
3. Assim, o CT considera como CIG os seguintes:
 - a) Sobrecusto pago por todos os consumidores de energia elétrica às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devido à convergência tarifária;
 - b) Sobrecusto pago por todos os consumidores de energia elétrica pela produção em regime especial;
 - c) Rendas pagas aos Municípios pelo concessionário e repercutidas apenas nas tarifas nos consumidores de energia elétrica em Baixa Tensão (BT);
4. O CT constata que a ERSE identificou como CIG, no nosso entender incorretamente, novos encargos do sistema, designadamente a remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico e os custos relativos às sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A..
5. Nas tarifas de 2006, o montante dos custos de interesse geral — que não incluem os sobrecustos de convergência com as Regiões Autónomas - é de 434 197M€ e têm um peso relativo total no preço médio das tarifas de venda a clientes finais de 8,7%, o que terá contribuído também para a atuação do mecanismo de limitação do acréscimo da BT.
6. O CT sublinha ainda existir um dever de consulta e audição das associações de defesa dos consumidores em matéria de serviços públicos essenciais e em particular quanto a iniciativas ao nível das tarifas e preços praticados, que é imposto pelas Leis n.º 23/96 e n.º 24/96, de 26 e 31 de julho respetivamente e que, nem sempre tem sido respeitado no passado como é devido.
7. Igualmente, cabe à ERSE, a solicitação do Governo ou da Assembleia da República, pronunciar-se no âmbito das suas atribuições, sobre os diplomas e propostas respeitantes à política energética, consulta esta, que não sendo obrigatória é desejável.
8. Assim, o CT sugere à ERSE que, aquando da sua própria audição ou consulta sobre propostas legislativas com reflexos nas tarifas e preços, remeta as mesmas a parecer deste Conselho. .
9. O CT regista e incentiva a ERSE a divulgar claramente o volume e o crescimento anual dos CIG, considerando a repercussão direta dos mesmos no agravamento das tarifas reguladas.
10. Pelo que entende que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, deve transmitir às entidades competentes as preocupações do CT com o avolumar destes custos.



G - DÉFICITE TARIFÁRIO

1. Os designados *custos de interesse geral* geram um custo adicional ao dos desvios (v.g. combustíveis) a recuperar através das tarifas e que, atento o seu valor não podem por via da limitação dos acréscimos tarifários em BT (à taxa de inflação) ser integralmente repercutidos nas tarifas de 2006 condicionando as tarifas dos anos seguintes.
2. Assim, a proposta da ERSE apresentada ao CT explicita, pela primeira vez, a existência dum défice tarifário a recuperar em anos posteriores, exclusivamente pelo segmento de BT.
3. Embora o RT preveja, formalmente, mecanismos de recuperação deste défice, não pode deixar este CT de manifestar a sua preocupação, amplificada com as perspetivas para a economia nacional, e naturalmente para o setor, dos próximos anos.
4. Complementarmente e face à novidade da situação de necessidade de financiamento de um défice, volumoso e em prazo incerto, por parte das empresas reguladas, seria recomendável que a ERSE procedesse a uma análise sobre a determinação das taxas de juro necessárias por forma a respeitar o princípio da neutralidade financeira. Este estudo poderia permitir uma pronta resposta regulatória, logo que o enquadramento do setor esteja, de alguma forma, melhor definido (relembra este Conselho, em particular, a questão relativa à possível introdução dos CMEC).

H - RENDAS DOS MUNICÍPIOS

1. As rendas pagas aos municípios pelo concessionário distribuidor de energia elétrica, estão fixadas na Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril de 2001 publicada ao abrigo do disposto no Decreto Lei n.º 344-B/82, de acordo com a qual as rendas são calculadas percentualmente sobre a venda de energia elétrica em BT na área do respetivo município, incluindo-se nesta venda todas as aplicações e, nomeadamente, a energia para iluminação pública e os consumos próprios dos municípios.
2. Estes custos, a repercutir nas tarifas e preços a pagar por todos os consumidores de energia elétrica em BT abastecidos pelo SEP, totalizam 218.117M€, representando uma subida de 7,8% em relação a 2005.
3. Tendo em conta o contexto de liberalização do mercado e a expectável lei de bases do setor, sugere o CT que a ERSE promova junto das entidades competentes a adaptação desta regulamentação à nova realidade do setor energético,
4. Entende o CT que a nova regulamentação deve salvaguardar a filosofia subjacente à instituição das rendas aos municípios por exemplo, indexando-as aos proveitos próprios da atividade de distribuição em BT.

I - PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

1. O custo com a aquisição aos produtores em regime especial apresenta um crescimento entre 2002 e 2006 de mais de 300%, valor que para efeitos das tarifas de 2006 é acrescido das diferenças dos anos 2004 e 2005 resultantes da subestimação efetuada pela ERSE nesses anos. O montante global deste tipo de custos incluído nas tarifas de 2006 é superior a mil milhões de euros.
2. O CT constata, que produção de origem eólica apresenta as maiores taxas de crescimento, mas a produção por cogeração e térmica renovável constitui ainda em 2006 o maior volume no conjunto dos PRE apresentando em 2004 e 2005 crescimentos muito elevados (67% e 58% respetivamente).
3. De acordo com o regime legal vigente até 2002, os cogeradores — produtores de energia elétrica e térmica para autoconsumo só podiam vender à rede a energia elétrica excedente. Contudo, a alteração de 2002 daquele regime permitiu que os cogeradores existentes e futuros — pudessem



passar a vender a totalidade da energia elétrica produzida à rede, comprando depois a que necessitam para autoconsumo e clientes associados aos preços do SEP, substancialmente inferiores.

4. Não pondo em causa a necessidade de incentivar a racionalização e eficiência nos consumos e a promoção de energias renováveis, o CT entende que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, deverá transmitir às entidades competentes as preocupações do Conselho em relação aos mecanismos de valorização dos incentivos ambientais referidos.

J - EQUILÍBRIO SEP/SENV

1. A adequação entre custos e quantidades de energia a abastecer no SEP tem constituído nos últimos anos um problema central da regulação das tarifas finais.
2. Quando, em 2001, começou a ocorrer a transferência de clientes para o SENV a preocupação dominante deste equilíbrio centrava-se na diminuição do consumo do SEP. Contudo, a partir de 2002, o volume de energia proveniente dos PRE apresenta um crescimento até 2006 de 250% (a que corresponde um crescimento médio anual de, cerca de, 37%), com a correspondente redução do consumo a satisfazer com as centrais com CAE, deslocando o eixo do equilíbrio para a repartição dos custos dos PRE entre SEP e SENV.
3. O custo da energia no SEP é formado pelos custos fixos e variáveis dos CAE, pelos custos de aquisição aos PRE e pelos custos da parcela livre da distribuição vinculada, deduzidos da parcela que a ERSE considera representar o sobrecusto dos PRE, que é transferido para a tarifa UGS.
4. De acordo com os valores apresentados da proposta (cf. página 20), enquanto o preço médio do SEP apresenta um crescimento médio anual entre 2002 e 2006, de 4,2%, a redução média anual dos consumos do SEP, no mesmo período, foi de apenas 1,6%. Ou seja, o crescimento médio anual dos custos do SEP, no mesmo período, é de cerca de 2,5%. Segundo a mesma proposta, não só os custos fixos dos CAE apresentam um ligeiro decréscimo entre 2002 e 2006, como o custo médio da componente variável dos CAE apresenta até um decréscimo de 4% no mesmo período, pelo que aquele aumento dos custos do SEP não é, por esta via, explicado.
5. Ao que o CT supõe, a ERSE calcula o sobrecusto dos PRE com base nos valores médios das tarifas TEP e URT do ano anterior, inflacionando os legítimos custos a serem suportados pelos clientes do SEP. Efetivamente, não só o valor médio da tarifa TEP do ano anterior contém, em si, um significativo aumento do preço médio dos CAE derivado do grande crescimento cumulativo dos PRE, como a própria legislação prevê a existência de planos específicos de desenvolvimento da rede de transporte para receção da energia desses produtores, o que torna inadequada a inclusão da referida tarifa URT.
6. O CT recomenda à ERSE, para aplicar já em 2006, a revisão da metodologia adotada para a determinação do custo médio do SEP utilizado no cálculo do sobrecusto dos PRE, por forma a que garanta uma efetiva equidade na repartição dos custos da política energética decorrentes da legislação específica dos PRE por todos os consumidores.

L - PREÇO DO FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1. A fixação do preço do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores (RAA), obedece a um quadro de legislação próprio emitido pelo Governo Regional dos Açores (cf. Decreto Legislativo Regional n.º 6/91/A, de 8 de março, Portaria n.º 13/2002, de 7 de fevereiro, Resolução n.º 186-B/2002, de 19 de dezembro).
2. Por seu turno, o quadro legal que regulamenta a convergência do setor elétrico e que prevê a inclusão de cálculos de comparticipação financeira, nada refere, nem determina, sobre os pressupostos de aquisição do fuelóleo na RAA, já que tal competência é constitucional e legalmente atribuída aos órgãos de governo próprio da RAA.



3. A metodologia proposta pela ERSE decorrente da aplicação do Regulamento Tarifário, relativamente aos custos aceites do fuelóleo não tem em conta os pressupostos legais de aquisição do fuelóleo RAA, pelo que ao não os prever na totalidade implica prejuízos a suportar integralmente pela entidade regulada, a Eletricidade dos Açores. Pelo que, se considera conveniente a divulgação do estudo sobre os combustíveis na Região Autónoma dos Açores, com o objetivo de contribuir para um conhecimento aprofundado do contexto e especificidades inerentes à aquisição, armazenagem e transporte do fuelóleo naquela região.
4. O CT recomenda a reanálise do procedimento, designadamente através do estabelecimento do diálogo entre a ERSE e o Governo Regional da RAA no sentido de se encontrarem soluções que tenham em conta as condições e características próprias da aquisição do fuelóleo na RAA e os objetivos da regulação.

M - CUSTO DE CAPITAL

1. A questão do custo de capital é uma matéria complexa e estrutural que tem merecido uma particular preocupação do CT que, no parecer que emitiu em 2004 sobre os parâmetros e tarifas para 2005 sugeriu a discussão em conjunto com a ERSE da metodologia detalhada do cálculo do custo de capital das diversas empresas reguladas, o que foi aceite. Os objetivos do CT não foram, contudo, alcançados pois, embora a ERSE tenha apresentado ao CT as metodologias de cálculo de custo de capital suscetíveis de ser utilizadas não foi possível concretizar como desejável a discussão em concreto da metodologia a aplicar às várias atividades e empresas reguladas.
2. A metodologia CAPM constitui uma prática regulatória generalizada, tendo a ERSE optado por usar complementarmente àquela um método alternativo — o CAPM "ajustado" que considera o equivalente certo.
3. Face ao que, o CT identifica as seguintes constatações e dúvidas quanto a opções metodológicas e variáveis subjacentes:
 - a) Encontrando-se disponíveis nos mercados financeiros as rentabilidades nominais das OT para a determinação da taxa de juro sem risco nominal (utilizada no cálculo do custo de capital nominal), haverá necessidade de calcular uma taxa de juro sem risco calculada a preços constantes, (deflacionada com a taxa de inflação geral ocorrida, enquanto as taxas nominais incorporam a taxa de inflação esperada relativa aos bens transacionáveis)? Sendo os mercados financeiros em Portugal integrados com a Eurolândia e existindo convergência nas taxas de inflação dos bens transacionáveis, justifica-se o ajustamento em baixa que a ERSE efetua?
 - b) Sendo o custo capital proposto pela ERSE aplicável durante os próximos três anos, será adequada a utilização de uma taxa de juro de curto prazo em vez de uma taxa de juro de médio e longo prazo (já aplicada nos anteriores períodos regulatórios)?
 - c) A aplicação do método da decomposição no cálculo do beta do ativo da EDP Distribuição pressupõe que a composição do grupo EDP se mantém constante, em contradição com a sua evolução histórica e introduz um erro de estimação significativamente superior ao do método baseado nos comparáveis internacionais?
 - d) As diferenças conhecidas entre empresas insulares de pequena dimensão e as empresas reguladas do continente objeto de comparação, justifica a elaboração de estudos específicos e a comparação com práticas regulatórias utilizadas em outros países com situações semelhantes?
 - e) Sendo o prémio de risco um parâmetro que se caracteriza pela estabilidade (cf. refere a proposto "*De forma a se poder extrapolar o prémio de risco esperado, é cada vez mais comum utilizarem-se séries longas com 100 ou mais anos*") a sua fixação não deveria aproximar-se dos valores de 2005?



- f) Na proposta, o beta proposto para a REN, justificado essencialmente por comparação com o beta da Rede Elétrica de Espanha (REE) e por referência também ao da *National Grid Company*, menciona para as empresas comparadas, betas do capital próprio de 0,29 e 0,53 respetivamente. Constatando o CT que os valores publicados pela Bloomberg (26.agosto.2005) são de 0,67 e 0,53 parece denotar-se um lapso quanto ao beta da REE.

N - PROVEITOS PERMITIDOS

1. O CT regista o facto da ERSE ter reconhecido a estimativa de custos apresentada pela EDP Distribuição como base de partida para a determinação dos proveitos permitidos e dos parâmetros da atividade de distribuição de energia elétrica, recorrendo a um estudo com análises justificativas dos valores adotados pela ERSE.
2. O CT constata que, nas atividades de comercialização de redes e de comercialização, a ERSE não adotou a mesma metodologia, não recorrendo a qualquer estudo, tendo a atual base de custos regulatória tido origem no ano de 2001, ainda que com algumas atualizações.
3. O CT realça o facto da ERSE ter adotado neste documento novos pressupostos na determinação de algumas rubricas de custos incluídas na base de custos aceites da EDP Distribuição.
4. Assim, o CT identificou em particular, quatro aspetos suscitados pelos novos pressupostos:
 - a) o cálculo dos TPE da atividade de comercialização de redes;
 - b) a dedução à base de custos controláveis das atividades de comercialização de redes e de comercialização de 70% dos benefícios do PAR consistente com o nível de custos aceites;
 - c) a aceitação dos custos com a Caixa Cristiano Magalhães;
 - d) ausência de justificação para a não aceitação de alguns custos nas atividades reguladas por custos aceites.
5. Face aos considerandos que antecedem, o CT entende que a ERSE deverá justificar melhor as mudanças ao nível dos pressupostos inerentes aos proveitos das atividades reguladas para este novo período regulatório e ponderar em que medida a empresa foi eventualmente prejudicada no último período regulatório.

O - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A melhoria contínua do binómio "preço/qualidade" no setor energético constitui matéria relevante processo de fixação de tarifas, preços e parâmetros.
2. No seu relatório da "Qualidade de Serviço 2004 — Transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal continental", a ERSE informa e o CT regista:
 - a) o respeito global por parte da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte do estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço ([RQS](#));
 - b) as melhorias por parte da EDP Distribuição quanto aos padrões estabelecidos no RQS para os indicadores gerais de continuidade de serviço bem como dos de qualidade técnica;
 - c) a publicação dos RQS para as regiões autónomas no final de 2004
3. Contudo, não pode deixar este Conselho de também registar:
 - a) em termos de qualidade comercial e apesar de uma melhoria face ao ano de 2003, não foi possível concluir sobre o cumprimento do padrão estabelecido no RQS relativo ao número de leituras dos equipamentos em BTN (problema relacionado com o número, estimado, de 40% dos equipamentos no interior das habitações).



- b) o déficit de informação sobre os distribuidores vinculados exclusivamente em BT. Embora, pela primeira vez, seja apresentada informação sobre quatro (4) desses distribuidores, ainda que com algumas lacunas relevantes, aparentemente a situação nos restantes permanece desconhecida.
 - c) o número de clientes inseridos na classificação de "clientes com necessidades especiais" continua a ser reduzido o que poderá ser explicado por um provável desconhecimento desta possibilidade e pelo facto da iniciativa dever partir do próprio cliente.
 - d) os estudos de satisfação e imagem realizados pela EDP Distribuição, deveriam ser realizados ou auditados por entidades independentes.
4. O CT considera ser necessária uma atitude mais proativa por parte de todos os intervenientes do setor incluindo designadamente, das múltiplas associações da sociedade civil.
5. Ainda, regista o CT que um passo importante para a qualidade de serviço na BT poderia ser dado com a mudança dos contadores de energia atualmente em uso por aparelhos de telecontagem, o que não só possibilitaria um refrescamento dos dados caracterizadores do universo da BT, como colmataria definitivamente os problemas/deficiências de leitura atuais, facilitaria as futuras mudanças de fornecedores, bem como poderia potenciar um nível de serviços complementares e inovadores, benéfico para todas as partes.
6. Entende este Conselho que os investimentos e estudos necessários para este objetivo são avultados e carecem dum enquadramento e estabilidade do setor a médio prazo; no entanto, o CT apoiará claramente os planos e investimentos devidamente justificados e calendarizados que os distribuidores pretendam desenvolver neste campo.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2005.



◆ Resposta da ERSE ◆

A – INTRODUÇÃO

De acordo com o n.º 4 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, o valor global resultante da aplicação das tarifas e preços a clientes finais em Baixa Tensão (BT), estabelecidas pela ERSE, nos termos previstos no Regulamento Tarifário, não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.

O mesmo decreto-lei estabelece, no n.º 5 do artigo 4.º, que o montante não refletido nas tarifas de 2006 pode ser repercutido nas tarifas dos cinco anos seguintes e que os mecanismos necessários à aplicação destas disposições devem ser estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Esta disposição legislativa constitui, de facto, uma limitação à variação anual das tarifas a aplicar aos clientes em baixa tensão, que atua pela primeira vez em 2006 originando um défice tarifário nas empresas do setor elétrico. O Decreto-Lei n.º 187/95 prevê ainda a possibilidade desta limitação ser excecionada por despacho do Ministro da Economia quando não for possível reestabelecer o equilíbrio económico-financeiro das empresas no prazo de cinco anos.

Trata-se, portanto, de uma disposição legal que a ERSE aplica de acordo com as regras que foram estabelecidas no Regulamento Tarifário publicado em 1998 e que se têm mantido até hoje.

O défice tarifário em que incorrem as empresas do setor elétrico será recuperado ao longo dos próximos cinco anos acrescido de juros, o que significa que o volume de proveitos permitidos às empresas não é afetado por esta limitação. As empresas reguladas serão em anos futuros ressarcidas das necessidades de financiamento por si suportadas relativamente ao défice tarifário gerado.

B – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

A ERSE adotou como valores previstos para o Índice de preços implícito no consumo privado e para o Índice de preços implícitos no PIB os valores que constam da proposta de Orçamento do Estado para 2006, por considerar serem previsões mais atuais do que as constantes no PEC.

A ERSE tomou em consideração os resultados do estudo de *benchmarking* internacional - "ECOM+ Results - Final Report", Sumicid AB, 2005-10-30 - recentemente efetuado que envolveu a REN e os operadores da rede de transporte da Áustria (Verbund APG), da Dinamarca (Elkraft e Eltra), da Holanda (Tennet) e da Noruega (Statnett), promovido pelos reguladores dos respetivos países.

D – DIÁLOGO ENTRE O REGULADOR E AS EMPRESAS REGULADAS

Na proposta apresentada ao Conselho Tarifário a ERSE não quis deixar de sublinhar o facto de as empresas reguladas, à exceção da REN, terem vindo de ano para ano a melhorar a qualidade da informação prestada assim como das justificações que a acompanham. Sublinhou-se também o facto de a REN não cumprir o que está estabelecido regulamentarmente relativamente à prestação de informação à ERSE. De facto, a REN não cumpriu cabalmente o estabelecido em algumas das normas complementares, não apresentou a informação que habitualmente enviava, sendo insuficientes as justificações dadas para os valores enviados.

A ERSE decidiu, este ano, apresentar ao Conselho Tarifário toda a informação e troca de correspondência havida entre a ERSE e as empresas. Na posse desta informação, o Conselho Tarifário teve a possibilidade de verificar e reconhecer a posição da ERSE face ao estabelecido no Regulamento Tarifário relativamente ao envio de informação por parte da entidade reguladora.

Esclarece-se o Conselho Tarifário que o que está em causa é o cumprimento integral das regras estabelecidas no Regulamento Tarifário no que se refere à prestação de informação. Sublinhamos que voltaram a ocorrer algumas falhas por parte da REN no envio de informação e respetiva justificação. Ainda



assim a ERSE, ao referir na proposta a possibilidade de a REN remeter a informação em falta, após 15 de outubro, não fez mais do que dar uma última oportunidade à empresa com o objetivo de ainda aceitar determinados custos e investimentos cujo detalhe ou justificação não foi atempadamente apresentada.

E – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

Na comparação internacional de tarifas e preços de energia elétrica que tem vindo a ser efetivada pela ERSE, têm sido seguidas as orientações do Conselho Tarifário, em particular as indicadas no seu parecer n.º 1/98.

Tomando em consideração os comentários do Conselho Tarifário, a ERSE continuará a acompanhar a implementação da nova metodologia de comparação de preços desenvolvida pelo Eurostat, continuando a empenhar-se para que a informação que venha a ser apresentada seja credível e representativa. Por outro lado, importa que os preços apresentados sejam desagregados nas parcelas de acesso às redes, Custos de Interesse Geral (CIG), incluídos nas tarifas de acesso às redes, energia e comercialização e impostos, à semelhança do efetuado nos relatórios de monitorização previstos na Diretiva 2003/54/CE e publicados pelas autoridades reguladoras e pela Comissão Europeia.

Adicionalmente, a ERSE, através do Grupo dos Reguladores Europeus de Eletricidade e Gás Natural (ERGEG) e no âmbito da elaboração dos relatórios de monitorização a publicar pelas autoridades reguladoras e pela Comissão Europeia, procurará aperfeiçoar a metodologia de comparação de preços de eletricidade desagregados nos componentes de acesso às redes, custos de interesse geral, energia e comercialização e impostos, à semelhança do que foi feito nestes primeiros relatórios, publicados a 15 de novembro, por forma a permitir a todos os interessados obter uma imagem mais precisa da situação real do mercado interno de energia, facilitando exercícios de análise comparativa.

F – CONDICIONALISMOS À REGULAÇÃO DA ERSE

As tarifas devem refletir os custos associados. O reconhecimento de custos exógenos ao sistema elétrico pressupõe a sua identificação, como custos de interesse económico geral, à luz da Diretiva do Mercado Interno de Eletricidade. O agrupamento de custos de interesse geral efetuado pela ERSE espelha a posição da política energética do Governo Português.

G – DÉFICE TARIFÁRIO

A taxa de juro a aplicar na recuperação do défice tarifário encontra-se estabelecida no artigo 122.º do Regulamento Tarifário como sendo a taxa EURIBOR a três meses, definida no último dia útil do mês de junho do ano anterior ao ano para o qual se está a definir as tarifas, acrescida de meio ponto percentual.

Recorda-se que esta taxa é a que vem sendo aplicada a todos os ajustamentos tarifários (sejam positivos ou negativos) e nunca foi contestada até hoje.

J – EQUILÍBRIO SEP/SENV

A metodologia de determinação do sobrecusto da PRE foi definida em 1998 para a determinação das tarifas para 1999. Desde então, a metodologia tem-se mantido todos os anos, sendo sempre explicada em todas as propostas entregues ao Conselho Tarifário. Não havendo alterações, para o ano de 2006, que justifiquem uma modificação desta metodologia de cálculo, a ERSE considera adequado mantê-la.

L – PREÇO DO FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Conforme se refere no documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008", os custos de aquisição do fuelóleo são parcialmente controláveis pelas empresas do setor elétrico das Regiões Autónomas, considerando a



harmonização lógica das disposições legais que enquadram o âmbito da regulação da ERSE e o regime jurídico da fixação dos preços dos combustíveis dos órgãos competentes das Regiões Autónomas.

A extensão das competências da ERSE às Regiões Autónomas tornou-se efetiva pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março. A fixação de preços de venda dos combustíveis pelos órgãos competentes das Regiões Autónomas para a produção de energia elétrica, que ocorreu após a data da publicação do referido diploma, tem em conta a realidade da competência legal que é atribuída à ERSE no âmbito da aceitação de custos para efeitos tarifários. Outro entendimento, seria desvirtuar, do ponto de vista legal, as competências específicas de cada entidade administrativa.

A aceitação pela ERSE dos custos com aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas, segundo as regras estabelecidas no Artigo 86.º do Regulamento Tarifário, inscreve-se na esfera da sua competência regulatória e não pode ser interpretada como invasão das competências próprias dos órgãos competentes das Regiões Autónomas, que não são postas em causa, nem tão pouco como uma infração ao regime de preços máximos que vigora na Região Autónoma dos Açores.

A aceitação pela ERSE dos custos de aquisição dos combustíveis para a produção de energia elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas baseia-se na harmonização tutelada de três pressupostos legais, que obrigatoriamente têm de ser considerados:

O regime legal de preços dos combustíveis nas Regiões Autónomas;

A regulação económica dos custos das atividades do setor, considerando a racionalidade e a otimização do funcionamento do sistema elétrico, no quadro das atribuições e das competências da ERSE consignadas nos seus Estatutos;

O cumprimento imperativo das disposições legais aplicáveis ao setor elétrico. Está, neste caso, o cumprimento obrigatório das disposições legais aplicáveis à contratação de bens e serviços, designadamente do Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de agosto, que, transpondo a Diretiva n.º 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de junho, estabelece as disposições aplicáveis à contratação de empreitadas, fornecimento e prestação de serviços nos setores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações, tendo como âmbito de aplicação todo o território nacional.

Neste quadro, as regras de aceitação de custos com aquisição de combustíveis para produção de energia elétrica, estabelecidas no Artigo 86.º do Regulamento Tarifário, conciliam a aplicação das disposições do Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de agosto, e o regime de preços máximos em vigor na Região Autónoma dos Açores, que não podem confundir-se com preços administrativos. Com efeito, o regime de preços máximos confere às empresas uma margem de manobra, ao contrário do regime de fixação de preços administrativos que terão de ser cumpridos tal como são definidos. Neste sentido, não pode ser questionada a validade do fundamento da ERSE quando afirma que os preços de aquisição dos combustíveis para produção de energia elétrica são parcialmente controláveis pelas empresas.

Relativamente aos custos com a aquisição de fuelóleo na EEM, tendo em conta que a empresa cumpriu o objetivo regulamentar de aquisição de fuelóleo no mercado primário, aceitam-se as suas previsões para o custo unitário deste combustível.

M – CUSTO DO CAPITAL

O Conselho Tarifário questiona a ERSE pelo facto de na determinação da taxa de juro sem risco se recorrer a valores líquidos da taxa de inflação. Importa registar que o custo de capital foi determinado em termos nominais. Contudo, as variáveis que permitem determinar este custo, como a taxa de juro sem risco, são consideradas em termos reais, de forma a não estarem enviesadas pela inflação e a refletirem a realidade económica que lhes é subjacente. Posteriormente, aplica-se a taxa de inflação considerada para o período



de regulação. Recorde-se que a taxa de juro real sem risco deve ser estável ao longo do tempo, para um determinado enquadramento socioeconómico.

Por outro lado, o custo de capital foi determinado no âmbito regulatório, que visa igualar a remuneração do capital investido em ativos produtivos essenciais ao desenvolvimento da atividade regulada e o custo de oportunidade desses fundos num determinado período. Neste contexto, as taxas de juro que se aproximam mais das taxas de juro sem risco relevantes são as taxas de juro das obrigações do tesouro a curto prazo. Apenas no contexto de avaliação de projeto se procura, por simplificação, igualar a maturidade da taxa de juro sem risco à do projeto. Este não é o contexto do presente trabalho.

No que diz respeito ao prémio de risco, o intervalo de valores difere do intervalo adotado em 2005, porque ao contrário dos períodos regulatórios anteriores, o prémio de risco foi determinado tendo em conta a taxa de juro sem risco. Recordar-se que o prémio de risco resulta da diferença em termos reais entre a taxa de remuneração do mercado esperada e a taxa de juro sem risco. Deste modo, não se pode determinar o prémio de risco independentemente dessas variáveis.

No que concerne à utilização do método do fator de decomposição na determinação do beta da EDP Distribuição, importa sublinhar que esta metodologia é seguida pelas principais instituições financeiras e entidades reguladoras em casos como os da EDP Distribuição em que não existem empresas comparáveis em suficientemente número para constituir uma amostra. Empresas que já não são cotadas em bolsa há quase 10 anos ou que têm por principal atividade a distribuição de gás natural na Austrália não são de todo comparáveis.

No que diz respeito à determinação do beta da REE, importa sublinhar que o beta de uma empresa pode ser determinado de diversos modos, tendo em conta a frequência, diária ou semanal, e o período, de um ano até 10 ou mais anos. A ERSE determinou o beta da REE procurando conciliar o maior número de observações, com recurso a dados diários, e a incorporação de um período suficientemente recente que permita espelhar a realidade da empresa. Por isso, recorreu a dados diários referentes aos últimos cinco anos. O valor apurado é semelhante ao valor apurado no ano anterior. Contudo, se o período for mais curto e a frequência dos dados maiores os resultados seriam muito diferentes. Assim, segundo a NERA⁶⁰⁸, os betas da REE, no período compreendido entre 2000 e 2005, calculados pela *Bloomberg* para um ano e com dados semanais são extremamente voláteis⁶⁰⁹. Esta volatilidade contraria a própria natureza do beta como variável de medição do risco. Deste modo, a ERSE defende que o cálculo do beta com valores diários é a metodologia mais adequada.

Finalmente, resta referir que a ERSE aplicou às atividades das empresas reguladas das Regiões Autónomas as taxas de remuneração das atividades exercidas pelas empresas reguladas do Continente, por continuar a considerar não haver razões para que as taxas de remuneração sejam diferentes. Um eventual estudo de *benchmarking*, que envolva empresas congéneres pertencentes a sistemas elétricos insulares com características semelhantes às das Regiões Autónomas, poderá concluir por valores diferentes. Logo que existir a informação adequada, a ERSE promoverá a realização desse estudo. Contudo, a ERSE tem nas suas preocupações dispor da informação que permita avaliar os custos de capital das empresas reguladas das Regiões Autónomas com maior especificidade.

N – PROVEITOS PERMITIDOS

A metodologia de aceitação dos custos relativos à atividade de comercialização de redes e de comercialização no SEP encontra-se devidamente justificada no documento "Tarifas e preços para a energia

⁶⁰⁸ *Comments on ERSE's document "reflexão sobre o cálculo do custo de capital para as empresas reguladas" and alternative approach*. NERA, 7 outubro de 2005.

⁶⁰⁹ Entre janeiro 2000 e janeiro 2001, 0,61; entre janeiro 2001 e janeiro 2002, 0,32; entre janeiro 2002 e janeiro 2003, 0,09; entre janeiro 2003 e janeiro 2004, 0,27; entre janeiro 2004 e janeiro 2005, 0,55.



elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008" respetivamente nas páginas 195 e 203. Recorda-se de novo ao Conselho Tarifário que o estabelecimento de tarifas com base em custos aceites consiste num processo de aceitação dos custos das atividades reguladas sempre que devidamente justificados pelas empresas e não de um processo de não aceitação de custos propostos. Neste sentido, a ERSE procura as justificações da empresa para os custos propostos e não aceita os valores que não considera devidamente justificados, tal como indicado no documento anteriormente referido.

O – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE apreciou as recomendações do Conselho Tarifário relativas à importância de dotar os consumidores do setor elétrico em baixa tensão de equipamento de medida que permita, não só melhorar a caracterização da procura, mas também introduzir numerosas inovações na prestação do serviço, facilitando também a mudança de fornecedor.

Sobre a implementação de um projeto de alteração dos atuais aparelhos de medida e a introdução de telecontagem em BT, a proposta a apresentar à ERSE e ao Conselho Tarifário, que se espera ocorrer em 2006, deverá incluir um plano detalhado de execução, do nível de investimento e dos prazos necessários à sua completa implementação e um balanço de impactes na atividade e no mercado.



◆ Parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶¹⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶¹¹.

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar as propostas de parâmetros e de tarifas reguladas e o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre as mesmas no prazo máximo de 30 dias após a respetiva receção.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de parâmetros e tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2005*"⁶¹².

No período regulamentarmente fixado para a elaboração de parecer pelo CT e no curso das suas reuniões, foram levados a conhecimento dos seus membros e tidos em consideração na discussão os seguintes documentos complementares:

Em 9 de novembro 2004:

- "*Comentários e propostas da EDP Distribuição à "Proposta de parâmetros e tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2005"*", apresentada pela EDP Distribuição;
- "*Documento de análise à proposta de parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005*", apresentado pela EDA;

Em 10 de novembro de 2004:

- Cópias da apresentação em *power point* realizada, pela EDP Distribuição, em 9 de novembro de 2004 tendo em vista a explicitação do documento apresentado no dia anterior.

Em 12 de novembro de 2004:

- *Regra de faturação opcional e de aplicação transitória proposta pela ERSE para a iluminação pública* apresentado pela EDP-Distribuição;
- comunicado da ERSE intitulado "*Esclarecimento sobre a repercussão nas tarifas de energia elétrica dos custos de racionalização de recursos humanos da EDP Distribuição*";
- "*Comentários e propostas da EEM à "Proposta de parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005"*", apresenta pela EEM;
- "*Análise da proposta de revisão extraordinária de tarifas e parâmetros de regulação tarifária apresentada pela EDP Distribuição*", apresentado pela ERSE;
- cópia da carta da REN com a referência CA326/2004 sobre a "*Proposta de parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005*";

⁶¹⁰ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶¹¹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶¹² Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Em 15 de Novembro de 2004:

- cópia do documento intitulado "*Programa de ajustamento do quadro de pessoal da Eletricidade dos Açores S.A., no período 2005 a 2008*", apresentado pela EDA - Eletricidade dos Açores;

Foi ainda tido em atenção o [parecer](#) emitido pelo CT em 2003 sobre a "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2004" e os comentários da ERSE ao mesmo documento.

Finalmente foram também considerados os esclarecimentos verbais prestados pela ERSE, em 12 de novembro, em resposta ao pedido de esclarecimentos formulado na reunião anterior do CT.

Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer:

I - ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A - INTRODUÇÃO

O CT regista positivamente o facto de a ERSE ter dado seguimento à sua sugestão autonomizar, na proposta, um sumário executivo que permitisse a perceção geral dos cenários determinantes para os valores propostos.

Reconhece o CT que este novo elemento da proposta, agora inserido, facilita a análise dos documentos e a condução dos trabalhos.

B - QUADRO REGULAMENTAR E LEGISLATIVO NO SECTOR ELECTRICO

A proposta de parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005 foi elaborada num contexto particular e sem a desejável estabilidade do enquadramento legislativo e regulamentar; instabilidade que se deve ao período de transformação do setor elétrico que está em curso.

A concretização do mercado interno de eletricidade e do MIBEL tornam necessária a revisão legislativa e regulamentar do setor.

Assim, a fixação pela ERSE dos parâmetros de regulação apenas para um ano tem carácter excepcional, respeitando apenas ao ano de 2005 e com possibilidade de se poder verificar uma revisão extraordinária de parâmetros e tarifas durante o mesmo.

O CT manifesta a sua preocupação com o clima de incerteza que se vive atualmente no setor elétrico com reflexos quer para os consumidores, quer para as empresas reguladas desejando que a cessação daquela incerteza no setor ocorra o mais rapidamente possível.

C - CONDICIONALISMOS EXTERNOS À REGULAÇÃO

1. O CT manifestou no parecer que emitiu em 2003 a sua preocupação com o avolumar dos custos a repercutir nas tarifas e preços a pagar por todos os consumidores de energia elétrica resultantes de opções de política exógenas à regulação.
2. Estes custos, globalmente designados como "custos de interesse geral" encontram-se claramente identificados e quantificados nas propostas da ERSE e integram atualmente três tipos de custos:
 - a) convergência com as regiões autónomas, .com um peso relativo no preço médio de venda a clientes finais de 1,7%);
 - b) produtores em regime especial .com um peso relativo no preço médio de venda a clientes finais de 2,9%) e,



- c) rendas aos municípios .com um peso relativo no preço médio de venda a clientes finais de 4,6%) sendo este pago apenas pelos consumidores de BT.
3. O total destes *custos de interesse geral* se representavam para os consumidores de BT em 2004, 9,6% do preço médio da tarifa de venda a clientes finais, situam-se em 2005 em 11,11%.
 4. Sendo embora fixados legislativamente, como estes custos têm repercussão direta nas tarifas de venda a clientes finais — e, em alguns casos, suportados apenas pelos consumidores de energia em BT — o CT regista positivamente e incentiva a ERSE a divulgar claramente o volume e crescimento anual destes custos de interesse geral.
 5. O CT entende que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, deverá transmitir às entidades competentes as preocupações do CT com o avolumar dos custos de interesse geral.

D - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. Nos seus comentários ao parecer do Conselho Tarifário (CT) sobre a "proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004", a ERSE refere que, no âmbito do Conselho de Reguladores Europeus de Eletricidade (CEER), participa num grupo de trabalho de comparação internacional de preços de energia elétrica, no qual foram desenvolvidos, em 2003, estudos sobre a comparação de preços de energia elétrica em mercados grossistas e sobre a comparação de tarifas de acesso às redes.
2. O CT regista que o documento em apreciação é omissivo no que concerne aos resultados obtidos nos estudos efetuados até à data no referido grupo de trabalho.
3. Mesmo reconhecendo a necessidade de "desenvolver um sistema de informações estatísticas sobre preços de energia adequado à nova realidade do mercado interno de energia", o CT constata que a metodologia utilizada pela ERSE no seu estudo de comparação internacional de preços trata de forma indiferenciada os preços baseados em tarifas publicadas e em tarifas de mercado, o que pode conduzir a conclusões erróneas pelo desconhecimento da sua origem, pelo que, o CT considera pouco adequada a comparação entre tarifas publicadas e preços de mercado.
4. Ainda, reconhecendo a importância de contemplar os países aderentes à União Europeia (UE), a 1 de maio de 2004, o CT entende que, no exercício de comparação internacional de preços, por razões ligadas ao acompanhamento da sua evolução, continua a ser útil manter como referência indicativa, a comparação dos preços de venda de energia elétrica a clientes finais, para usos domésticos e industriais, na UE15.
5. O CT entende também ser de toda a utilidade o cálculo do desvio das tarifas portuguesas, em termos agregados, relativamente à média da UE por forma a avaliar o posicionamento relativo das mesmas.
6. Dada a diversidade de regimes fiscais existentes na EU, o CT sugere que o exercício de comparação internacional de preços se restrinja aos níveis de preços que refletem o custo total efetivo do kWh para o cliente final, apresentando unicamente para os consumidores domésticos, os preços incluindo impostos e para os consumidores industriais, os preços incluindo todas as taxas, exceto o IVA.
7. Finalmente, o documento apresenta a comparação dos preços de venda de energia elétrica em Portugal com os correspondentes preços praticados nos países do sul da Europa (Espanha, França, Grécia e Itália), justificando-o "(...) por serem países com semelhanças económicas e climatéricas".
8. O CT considera que, a utilidade desta comparação — especialmente entre Portugal e Espanha carece, doravante, de elementos complementares pois existem diferenças estruturais entre os países dessa região também determinantes para a comparabilidade, como sendo o tipo de rede que cada empresa constrói e opera dispersão geográfica dos clientes, nível de consumo de energia elétrica por cliente, peso do consumo de alta tensão vs. média tensão vs. baixa tensão, etc. - e que poderão contribuir



para explicar as diferenças encontradas nos custos por kWh para o cliente final no documento apresentado pela ERSE.

E - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica em Portugal continental tem, como é consabido, o seu enquadramento regulamentar (Despacho n.º 2410-A/2003, de 5 de fevereiro) aprovado pela Direção-Geral de Geologia e Energia, onde se estabelece os padrões mínimos relativamente a três componentes fundamentais:
 - (i) continuidade de serviço;
 - (ii) qualidade da onda de tensão;
 - (iii) qualidade comercial.
2. À ERSE cabe fiscalizar a aplicação do aludido regulamento e ainda, contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais nos setores regulados, estimulando a adoção de práticas que promovam a utilização eficiente da eletricidade, a existência de padrões adequados de qualidade de serviço e de defesa do meio ambiente, devendo publicar anualmente um Relatório de Qualidade de Serviço.
3. O CT constata que, o último relatório publicado se refere ao ano 2002 sendo a proposta omissa quanto a dados posteriores.
4. O CT valoriza a qualidade de serviço no setor elétrico pelo que no seu entendimento a apreciação da proposta anual de tarifas e preços e outros serviços regulados não deve ser dissociada de objetivos de melhoria da qualidade da prestação de serviço.
5. Neste contexto, o CT recomenda à ERSE que futuramente a apresentação do Relatório de Qualidade de Serviço seja efetuada em momento precedente à discussão da proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços regulados ou que, em alternativa, aquela proposta inclua dados sobre a evolução de qualidade de serviço.
6. O CT tomou conhecimento por intermédio das empresas reguladas das Regiões Autónomas, que se encontra em fase final a adoção pelas entidades competentes do necessário enquadramento regulamentar sobre a qualidade de serviço de fornecimento de energia elétrica desejando que, respeitando as especificidades das mesmas, se procurem soluções normativas próximas das do Continente de modo a se poder atingir, neste domínio, a almejada igualdade de tratamento.

F - DIÁLOGO ENTRE REGULADOR E ENTIDADES REGULADAS

1. O CT regista positivamente o esforço desenvolvido pelas empresas reguladas no cumprimento dos prazos de entrega da documentação solicitada, bem como dos esclarecimentos complementares que foram sendo requeridos, conforme frequentemente evidenciado na proposta.
2. Admite o CT que esta nota positiva seja o resultado quer do esforço conjunto entre regulador e empresas reguladas, quer da antecipação dos prazos de apresentação da documentação, fruto da alteração ao [Regulamento Tarifário](#).
3. Acresce que a presente proposta, incidindo sobre parâmetros e tarifas acabou por ser apresentada conjuntamente, a 14 de outubro, com indesejável sobreposição da matéria a apreciar.
4. Esta construção simultânea do parecer pelo CT e da análise pelas empresas reguladas, dificulta o bom curso da discussão, em especial no caso de discussão de parâmetros e tarifas e tende a distanciar os pressupostos que dão origem à proposta daqueles que conduzem à fixação final.



5. Contudo, contrariamente à disponibilidade manifestada na resposta da ERSE ao [parecer](#) do CT de 2003 para prestação de esclarecimentos verbais complementares, parece não ter existido uma efetiva concretização do diálogo que se podia daí prever.
6. O CT sublinhando os avanços já referidos, recomenda à ERSE um reforço de investimento no diálogo com as empresas reguladas.

II

ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

A - CONSUMOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E EQUILÍBRIO SEP/SENV

1. Regista o CT que as taxas de evolução do consumo total referido à emissão do SEP e do SENV ocorrida em 2003 e perspetivadas pela ERSE para 2004 e 2005 são respetivamente de: +5,9%, +3,1% e +3,4%.
2. Devido ao grande crescimento do SENV ao longo destes três anos, as taxas homólogas dos consumos do SEP são respetivamente de: -2,2%, -4,8% e -1,4%.
3. Atenta a rigidez dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), estes decréscimos de consumo têm vindo a traduzir-se em aumentos do custo médio do SEP sem que os clientes que transitam do SEP para o SENV recebam o correspondente sinal económico a nível das tarifas de acesso à rede.

B - PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Atentos os recentes sinais de agilização dos procedimentos tendentes ao crescimento dos PRE e, por forma a atenuar o possível impacto dum crescimento exponencial dos desvios entre valores previstos e reais, o CT recomenda que a ERSE utilize complementarmente os dados da Direcção-Geral de Geologia e Energia relativos à previsão de entregas de energia provenientes de novos PRE em 2005.

C - REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

1. Desde a primeira fixação de tarifas efetuada para o ano 1999, a ERSE tem vindo a manter explicitamente em 0% o valor da taxa de remuneração dos ativos líquidos associados aos terrenos das centrais do SEP, constante no Regulamento Tarifário na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de aquisição de energia elétrica, situação que a ERSE mantém na proposta em apreciação, quer para 2004, quer para 2005.
2. O CT sempre manifestou o seu empenho na correta resolução da questão da remuneração que tem vindo a constituir custos ainda não refletidos nas tarifas.
3. A legislação entretanto publicada (Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de setembro, Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro e Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de junho) veio dispor que, relativamente aos terrenos do domínio público hídrico: "*... para efeitos de compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 a remuneração anual deverá ser calculada à taxa de 6,5% anuais*" e que, a partir do ano 2004, a remuneração também a ser incluída na tarifa UGS, será calculada "*à taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa*" (cfr. Decreto-Lei n.º 153/2004 e artigo 6.º, n.º 4, da Portaria n.º 96/2004).
4. Os terrenos não abrangidos pelo domínio público hídrico serão vendidos ou arrendados aos correspondentes produtores, de acordo com o definido no Decreto-Lei n.º 153/2004.
5. O CT recomenda que a ERSE promova as adaptações regulamentares decorrentes das alterações legislativas do setor, manifestando a sua preocupação pelos custos explicitamente reconhecidos na legislação em vigor e não incluídos, ainda que parcialmente, nas tarifas agora propostas.



**D - REGRA DE FACTURAÇÃO OPCIONAL E DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA PROPOSTA PELA ERSE PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA**

1. O CT regista a alteração do regime previsto para o consumo específico em IP, sentido em que já se tinha já pronunciado no passado.
2. Ao CT foi apresentado o documento referenciado na introdução tendo ressaltado que a proposta da ERSE, pressupondo a atribuição de uma potência contratada por cada ponto de entrega implicará, em muitos casos, que a tarifa bi-horária não possa ser aplicada em virtude da potência contratada ultrapassar o limite da tarifa bi-horária.
3. Assim, o CT sugere que seja considerada uma potência contratada média, a calcular por município de maneira a ajustar tal média às diferenças entre as várias regiões, em especial as urbanas e rurais.

E - CUSTO DO CAPITAL

1. O CT constata que a proposta da ERSE altera as taxas de remuneração dos ativos, aplicadas a todas as atividades, de 9%:
 - para 8,5 % (atividades de distribuição de energia elétrica, de comercialização de redes e de comercialização do SEP, SEPA e SEPÉM) e
 - para 8%, (atividades de transporte, de aquisição e de gestão do sistema), implicando a consequente redução dos proveitos permitidos.
2. Reiteram as empresas reguladas junto do CT as suas divergências quanto à metodologia seguida no cálculo do custo do capital.
3. O parâmetro relativo à taxa de remuneração do capital é um dos parâmetros fundamentais na regulação pelo que, entende o CT dever existir um entendimento estável quanto à metodologia a adotar na sua fixação.
4. Atento a que o próximo período regulatório é de apenas um ano, para todas as atividades e empresas reguladas, entende o CT que se poderão aplicar as taxas propostas sugerindo que, no primeiro semestre de 2005 a ERSE coloque à discussão do CT uma metodologia detalhada a seguir nos próximos períodos regulatórios,

III**CONCLUSÕES**

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2004.



◆ Resposta da ERSE ◆

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A – INTRODUÇÃO

A ERSE tomou nota que a introdução do sumário executivo permitiu uma melhor perceção global dos cenários determinantes da proposta apresentada e facilitou a análise e a condução dos trabalhos do Conselho Tarifário, pelo que irá continuar, no futuro, a elaborar este capítulo.

B – QUADRO REGULAMENTAR E LEGISLATIVO NO SETOR ELÉTRICO

A ERSE aguarda a revisão legislativa que permita concretizar o mercado interno de eletricidade e o MIBEL de forma a dar início à revisão regulamentar do setor.

C - CONDICIONALISMOS EXTERNOS À REGULAÇÃO

A ERSE tomou nota das recomendações do Conselho Tarifário relativamente aos custos de interesse geral.

D – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

Importa esclarecer que no documento "Comparação internacional dos preços de energia elétrica a 1 de janeiro de 2004" se apresentam os preços publicados pelo Eurostat para os diversos consumidores tipo domésticos e industriais.

Na introdução deste documento reconhece-se com clareza que a metodologia adotada pelo Eurostat necessita de ser modificada tendo em conta a nova realidade do mercado interno de energia. Assume-se que a comparação dos preços publicados pelo Eurostat deve ter um carácter apenas indicativo. Nestas circunstâncias, considera-se pouco adequado proceder ao cálculo dos desvios das tarifas portuguesas em termos agregados relativamente à média da EU, com base nos dados do Eurostat.

O Conselho dos Reguladores Europeus de Energia tem vindo a alertar o Eurostat e a Comissão Europeia para a necessidade de alterar as metodologias de recolha e tratamento da informação relativa a preços de energia, tendo apresentado algumas propostas. Apesar da boa receptividade das propostas do CEER, o material estatístico disponível continua a ser manifestamente inadequado às novas realidades do mercado interno de energia.

E – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE concorda com a valorização dada pelo Conselho Tarifário à qualidade de serviço prestada pelas empresas reguladas do setor elétrico e ao seu relacionamento com o estabelecimento de tarifas e preços.

Em 2005 a ERSE irá desenvolver esforços para que o relatório da qualidade de serviço da sua responsabilidade seja entregue ao Conselho Tarifário antes da proposta de tarifas e preços.

Recorde-se que, de acordo com o n.º 2 do artigo 40.º do RQS, a ERSE deve preparar anualmente um relatório da qualidade de serviço relativo às atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica.

Este relatório é elaborado com base na informação enviada à ERSE pela REN - Rede Elétrica Nacional, S.A. e pela EDP Distribuição-Energia, S.A. Estes relatórios devem ser enviados à DGGE, à ERSE e ao Instituto do Consumidor e devem ser colocados à disposição do público, até ao final do mês de maio do ano seguinte àquele a que se referem.

A ERSE inicia a preparação do seu relatório após a receção dos relatórios das empresas. A análise da informação enviada suscita numerosas questões que são normalmente esclarecidas por escrito ou através de reuniões bilaterais entre os técnicos responsáveis. Após esta análise, a ERSE procede à verificação do cumprimento do regulamento. É elaborada uma versão inicial do relatório que é enviada às empresas para



verificação. Só posteriormente o relatório é finalizado e tornado público. Os relatórios da Qualidade de Serviço da ERSE têm sido publicados anualmente em outubro ou novembro.

Apesar da escassez de recursos humanos da ERSE, a antecipação da elaboração deste relatório parece-nos possível caso:

- 1) Haja uma antecipação da entrega à ERSE dos relatórios das empresas de igual período (cerca de mês e meio).
- 2) A informação prestada pelas empresas seja mais completa e clara, de forma a suscitar um menor número de questões, permitindo reduzir o tempo de análise e verificação do cumprimento do RQS.

Adicionalmente, informa-se o Conselho Tarifário que o relatório da qualidade de serviço da REN relativo a 2003 encontra-se disponível na sua página na Internet (TUwww.ren.ptUT) e o relatório da qualidade de serviço da EDP Distribuição relativo a 2003 está disponível na sua página na Internet (TUwww.edp.ptUT).

F - DIÁLOGO ENTRE O REGULADOR E ENTIDADES REGULADAS

A ERSE regista a recomendação do Conselho Tarifário no sentido de um reforço do diálogo com as empresas reguladas. No entanto, não se entende a crítica manifestada pelo Conselho Tarifário quanto à hipotética indisponibilidade manifestada pela ERSE para prestação de esclarecimentos complementares às empresas reguladas.

Relembra-se o Conselho Tarifário a este propósito que no âmbito da revisão regulamentar realizada em 2003, havia sido proposta pela ERSE a inclusão de uma disposição no Regulamento Tarifário prevendo a possibilidade de as empresas solicitarem à ERSE a realização de uma reunião para apresentação de justificações adicionais à informação enviada para efeitos de tarifas. Esta disposição não foi então considerada necessária pelas empresas.

Recorda-se que sendo as empresas as detentoras do capital mais valioso para a regulação a informação cabe-lhes disponibilizá-la à ERSE duma maneira explícita e eficiente, de modo a permitir que o diálogo entre regulador e empresas reguladas seja cada vez mais profícuo e objetivo. Sem a adequada informação e justificação a argumentação torna-se pouco consistente, dificultando o desenvolvimento e aprofundamento do diálogo pretendido.

Nesse sentido, aproveita-se a oportunidade para, mais uma vez, reiterar junto do Conselho Tarifário a necessidade de as empresas prestarem atempadamente toda a informação a que se encontram obrigadas, incluindo todas as justificações necessárias à compreensão das previsões efetuadas.

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

A – CONSUMOS DE ENERGIA ELÉTRICA E EQUILÍBRIO SEP/SENV

A evolução dos consumos do SEP e do SENV tem registado a evolução apontada pelo Conselho Tarifário tendo-se, em particular, observado reduções nos consumos do SEP. As reduções observadas nos consumos do SEP têm influenciado o aumento do custo médio de aquisição de energia para abastecimento do SEP.

Realce-se, no entanto, que o aumento nominal observado nas tarifas do SEP é determinado, por um lado, pelos aumentos do custo médio de aquisição de energia para abastecimento do SEP e da tarifa de uso global do sistema e por outro, pela diminuição registada nas tarifas de uso das redes, o que tem atenuado o efeito de subida.

O aumento do custo médio de aquisição de energia para abastecimento do SEP deve-se não só ao crescimento do SENV e à rigidez dos contratos de aquisição de energia, mas também ao aumento do custo dos combustíveis. O aumento registado na tarifa de uso global do sistema é fundamentalmente influenciado pela subida dos custos de interesse geral. As tarifas de acesso às redes, por sua vez, têm



registrado um decréscimo sustentado nos últimos anos, resultado de uma maior eficiência no uso das redes que tem vindo a ser imposta pela ERSE.

Por último, importa referir que as tarifas de energia elétrica devem refletir os custos e, portanto, não é aceitável que os consumidores de energia elétrica do SENV recebam sinais económicos relacionados com aumentos de custo no SEP. Apesar disto o Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de limitação dos acréscimos da tarifa de energia e potência, mediante a transferência de custos para a tarifa de uso global de sistema, em situações de aumento excepcional (1,5 vezes a variação do índice de preços implícitos no consumo privado) resultante de uma diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP. Estas situações excecionais não se têm verificado.

B – PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

O valor estimado pela REN para o valor da energia elétrica entregue pelos produtores em Regime Especial em 2004 é elevado quando comparado com o valor das entregas registadas até ao final do mês de agosto TP PT. Neste sentido, foram aceites, para o ano de 2005, os valores das taxas de crescimento previstas pela REN, por tecnologia de produção, tendo a produção esperada sido calculada com base nestas taxas de evolução e nos valores aceites para 2004.

A ERSE consultou a documentação disponível na página da Internet da DGGE, tendo apenas encontrado previsões que datam de 2002. Adicionalmente, foi contactada a DGGE para obter a informação complementar recomendada pelo Conselho Tarifário. Até ao momento não foi possível obter resposta da DGGE.

Neste sentido a ERSE considera que as melhores previsões que possui continuam a ser as baseadas nos valores reais de energia elétrica entregue à RNT até agosto de 2004, pelo que mantém os valores constantes da proposta.

C – REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

A ERSE tomou nota da recomendação do Conselho Tarifário quanto à promoção das adaptações regulamentares decorrentes das alterações legislativas em curso no setor, bem com das preocupações do Conselho Tarifário quanto ao impacte nas tarifas de energia elétrica dos custos explicitamente reconhecidos na legislação em vigor.

D – REGRA DE FATURAÇÃO OPCIONAL E DE APLICAÇÃO TRANSITÓRIA PROPOSTA PELA ERSE PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Tendo em conta os comentários do Conselho Tarifário alterou-se a regra de faturação opcional para a iluminação pública, considerando-se a sua extensão para as opções tarifárias de BT com valores de potência contratada superiores a 20,7kVA. Na extensão da regra foram seguidos os mesmos pressupostos adotados na proposta de tarifas e preços.

Assim, tendo por base os valores registados nos contadores do tipo simples instalados na iluminação pública estimam-se os valores de energia e potência que seriam registados por contadores bi-horários para os fornecimentos até 20,7kVA e tri-horários para os fornecimentos superiores a 20,7kVA.

Os fornecimentos de iluminação pública podem optar por esta regra de faturação, sendo para o efeito aplicadas, às quantidades estimadas, as tarifas bi-horárias de $BTN \geq 20,7kVA$ ou tri-horárias de $BTN > 20,7kVA$ e BTE, consoante o valor estimado da potência contratada de cada circuito.

E – CUSTO DO CAPITAL

A metodologia de cálculo do custo do capital foi detalhadamente explicada no início dos anteriores períodos de regulação tarifária, respetivamente em 1998 e em 2001.



A ERSE aceita a sugestão do Conselho Tarifário em promover, no primeiro semestre de 2005, em conjunto, uma discussão sobre a metodologia detalhada de cálculo do custo de capital das diversas empresas reguladas.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶¹³.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo⁶¹⁴.

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar proposta de tarifas reguladas e o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre a mesma no prazo máximo de 30 dias após a receção da mesma.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2004*"⁶¹⁵.

No período regulamentarmente fixado para a elaboração de parecer pelo CT e no curso das suas reuniões, foram levados a conhecimento dos seus membros e tidos em consideração os documentos complementares intitulados:

- Em 27 de outubro de 2003: "*Nota Retificativa à "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2004 de 15 de outubro"*", apresentada pela ERSE;
- Em 30 de outubro de 2003: cópia da carta enviada pela REN ao Presidente do Conselho de Administração da ERSE, sobre a proposta de tarifas e preços para 2004;
- Em 6 de novembro de 2003: documento intitulado "*Esclarecimentos solicitados pela ERSE através do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004"*", apresentado pela EDA;
- Em 7 de novembro de 2003: Documento intitulado "*Comentários ao documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004"*", apresentado pela EDP Distribuição;
- Em 10 de novembro de 2003: conjunto de gráficos representativos da evolução dos preços médios dos PRE, apresentado pela REN;
- Em 11 de novembro de 2003:
 - (i) retificação aos gráficos representativos da evolução dos preços médios dos PRE apresentado pela REN;
 - (ii) resposta da ERSE aos esclarecimentos complementares solicitados pelo CT.
 - (iii) Documento intitulado *Investimento 2003/2004* elaborado pela REN.

Foi ainda tido em atenção o parecer emitido pelo CT em 2002 sobre a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2003*" e os comentários da ERSE ao mesmo documento, bem como as respostas da ERSE de 11/11/2003 ao pedido de esclarecimento formulado pelo CT em 06/11/2003.

⁶¹³ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶¹⁴ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶¹⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Posto o que a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I

ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A - INTRODUÇÃO

1. No [parecer](#) emitido sobre a proposta para 2002, o CT recomendou que a proposta a apresentar pela ERSE relativa a tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços, se consubstanciasse num documento sintético e objetivo que sublinhasse os elementos que estão na origem daquela e respetiva justificação.
2. E, no [parecer](#) sobre a proposta para 2003, o CT entendeu que a estrutura então adotada, desintegrando em dossiers diferentes a matéria autonomizável e útil para consulta (v.g. propostas das empresas, comparação internacional de tarifas etc.) facilitava a perceção da proposta admitindo até, que tal sistematização caminhava no sentido da recomendação do CT embora, se assumisse que, naquele ano teria sido prejudicada com o início do tratamento das Regiões Autónomas.
3. Com a antecipação dos prazos de entrega de documentação - de 15 de setembro para 15 de junho -, operada aquando da revisão de 2003 do Regulamento Tarifário, assumiu o CT que o alargamento da margem para a ERSE analisar, tratar e consolidar a informação iria permitir a formulação de uma proposta tendencialmente mais consistente o que, no entendimento do CT, não foi conseguido.
4. O CT recomenda por isso, que o texto final a divulgar seja trabalhado por forma a torná-lo mais claro e compreensível quanto às razões e justificações das medidas adotadas recorrendo, sempre que possível e adequado, a exemplos concretos e simulações que tornem amplamente acessível a informação a transmitir.
5. Por forma a que a proposta da ERSE possa efetivamente ir de encontro às necessidades do CT que, num prazo de 30 dias, tem de tratar um volume muito significativo de informação com vista a emissão do parecer que lhe compete, sugere o CT que, doravante, a ERSE autonomize um dossier contendo exclusivamente o sumário executivo da proposta.
6. Este *dossier* - sumário executivo - visa permitir uma perceção imediata e global dos cenários determinantes para os valores propostos, devendo reformular a matéria já tratada no atual sumário identificando também os elementos objetivos relativamente aos seguintes pontos:
 - Pressupostos da proposta;
 - Principais linhas e opções estratégicas relativamente às tarifas e preços para o ano;
 - Principais alterações às propostas apresentadas pelas empresas reguladas;
 - Indicação da variação das tarifas acompanhada da identificação dos principais valores que contribuem para a referida variação;
 - Repercussões das decisões nos anos seguintes.

B - CONDICIONALISMOS EXTERNOS À REGULAÇÃO

1. O CT constata um avolumar de condicionalismos exógenos à regulação - regulador e empresas reguladas - indutores de alterações aos custos a repercutir nas tarifas e preços a pagar por todos os consumidores de energia elétrica.



2. São, aliás, exemplo deste tipo de custos os identificados como sendo "custos de interesse geral" a saber: convergência com as regiões autônomas, produtores em regime especial e rendas aos municípios sendo, este último, apenas pago pelos consumidores de BT.
3. O total destes custos de interesse geral identificados pela ERSE representam, em 2004, para os consumidores de BTN quase 10% do preço médio.
4. Independentemente das opções de política energética é razoável, em benefício da transparência, que continue a ser indubitavelmente identificada essa origem e a suas consequências nas tarifas e preços.

C - ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÔNOMAS

1. A aplicação da regulação do setor elétrico às Regiões Autônomas, que ocorre no segundo ano consecutivo continua a evidenciar, para além doutros, os seguintes efeitos:
 - a) Complexidade adicional na estrutura de preços e tarifas;
 - b) Menor visibilidade dos impactos da aplicação dos parâmetros e pressupostos assumidos para 2002-2004 para o Continente;
 - c) Colagem dos acréscimos tarifários nas tarifas de venda a clientes finais do SEP ao limite regulamentarmente estabelecido (variação do índice de preços implícito no consumo privado);
 - d) Adiamento da convergência tarifária do SEP para a aditividade.
2. O esforço exigido aos consumidores do Continente, fruto da convergência tarifária resultante do alargamento da regulação às Regiões Autônomas, continua com valores absolutos significativos.
3. Neste contexto, constatando o CT que os custos com a convergência não estão ainda totalmente incluídos nas tarifas do Continente e que não se perspectiva a sua integral diluição num futuro próximo, convém evitar a criação de expectativas como a gerada com a hipótese avançada nos comentários da ERSE ao parecer do CT de 2002 (conf. segundo parágrafo dos comentários da ERSE ao parecer do CT, Parte Geral, ponto D - Retoma do processo de convergência nas tarifas do SEP).
4. Pelo que, se reforça a recomendação do CT à ERSE de maior esforço na explicação pública e divulgação da metodologia e processo utilizados para a convergência tarifária com as Regiões Autônomas.
5. Sendo as tarifas e preços indissociáveis da qualidade do serviço prestado, a subsistência de lacuna na regulamentação específica sobre qualidade de serviço nas Regiões Autônomas dificulta a apreciação da própria proposta de tarifário.
6. Assim, o CT sugere que ERSE dê conhecimento às entidades competentes do entendimento deste Conselho sobre a necessidade de colmatar com urgência a lacuna relativa à qualidade de serviço nas Regiões Autônomas, de molde a permitir à ERSE o desempenho da sua missão neste domínio.

D - A CONVERGÊNCIA NAS TARIFAS DO SEP

Parecendo adiado, pelo segundo ano consecutivo, o processo de convergência para a aditividade nas tarifas do SEP, o CT sublinha a inevitável frustração do objetivo da aditividade das tarifas neste período regulatório (2002-2004), cujos parâmetros e pressupostos foram fixados tendo em vista aquela aditividade.

E - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. Aquando da resposta ao parecer do CT emitido em novembro de 2002, a ERSE propôs-se atingir três objetivos, a saber:
 - a) Comparação de tarifas em segmentos não liberalizados;
 - b) Comparação de preços de energia em mercados liberalizados;
 - c) Comparação de tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição;



2. Face aos documentos agora em apreciação, o CT regista:
 - a) Ser positiva a apresentação de dados referentes à comparação internacional de tarifas em mercados não liberalizados (supra 1. a)), pese embora, esta pudesse ser alargada a mercados onde existe ainda um número significativo de clientes "à tarifa";
 - b) Relativamente às comparações de preços de energia em mercados liberalizados (supra 1 b)) nota o CT que a apresentação efetuada carece da identificação da metodologia seguida, a qual deve ser adequada à comparabilidade;
 - c) Já no que concerne à comparação de tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição (supra 1 c)) constata o CT que o documento é omissivo.
3. O CT aguarda, também, que os resultados dos trabalhos do grupo internacional criado e em que participa a ERSE produza, como previsto, resultados por forma a permitir acompanhar a evolução dos preços e mercados.

F - PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

1. No quadro da fixação dos parâmetros e pressupostos para o próximo período regulatório, entende o CT que, sem prejuízo das necessárias adaptações, a ERSE deverá promover a uniformização dos modelos de regulação económica entre as atividades desenvolvidas pelas empresas do Continente e as das Regiões Autónomas.
2. Atento a que a recuperação dos desvios de proveitos induzidos pela variável consumo pode condicionar a fixação de pressupostos e parâmetros do próximo período regulatório, o CT recomenda que experiência vivida no atual período regulatório, no tocante a esta variável, seja tida em particular consideração.
3. O CT salienta que as alterações que se perspetivam no setor elétrico nacional resultantes designadamente da implementação do MIBEL, da extinção dos CAE e da abertura completa do mercado, podem constituir um desafio difícil para a próxima fixação de pressupostos e parâmetros.

II

ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

A - CONSUMOS DE ENERGIA ELÉTRICA

1. Regista o CT que, em 2002 e 2003, se verificaram desvios significativos de consumo de energia elétrica relativamente às previsões consideradas pela ERSE, não obstante a recomendação do CT de revisão em baixa desta variável formulada no ano 2002.
2. Os erros de previsão desta variável, para a qual o CT tem chamado a atenção, assumem uma grande importância quer para os consumidores, quer para as empresas.
3. O CT sublinha o facto dos valores apresentados pela ERSE relativamente aos consumos totais referidos à emissão de energia elétrica para o ano 2004 - de 4,2%, 7,8% e 7,0% respetivamente, o Continente, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira diferirem significativamente das previsões das empresas reguladas.
4. Constata também o CT que não se encontra quantificada a evolução negativa dos consumos do SEF), pelo impacto do crescimento que, nos últimos anos, se tem vindo a verificar nos consumos do SENV.



B - PROVEITOS PERMITIDOS CONDICIONADOS

1. A proposta em apreciação integral, no que concerne a proveitos permitidos para as atividades das empresas reguladas, parcelas cuja aceitação definitiva está condicionada à apresentação à ERSE e ao CT de justificações complementares.
2. O CT manifesta estranheza relativamente a esta situação, porquanto¹
 - a) No corrente ano a ERSE beneficiou dum alargamento significativo (de um para quatro meses) do prazo para análise dos dados das empresas e subsequente formulação da proposta a apresentar ao CT;
 - b) Face ao alargamento do prazo e atento também o facto de o CT ter recomendado aquando da revisão do [Regulamento Tarifário](#) que alguns dados pudessem ser apresentados até 15 de setembro - sugestão esta que não foi aceite -, não parece razoável que a proposta venha agora indicar não apenas proveitos condicionados, como ainda, que só através dessa proposta a necessidade de justificação complementar seja conhecida pelas empresas;
 - c) Tal procedimento não deverá ser interpretado como sendo ónus do CT a apreciação e análise das referidas justificações, cuja suficiência para a ERSE não cabe ao CT validar ou avaliar.
3. No tocante ao elenco de justificações pendentes constantes no sumário da proposta, nota-se a apresentação ao CT e à ERSE das seguintes justificações complementares:
 - a) Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade de gestão global do sistema, em particular a revisão dos valores dos investimentos em 2003 e 2004 - a REN apresentou um documento ao CT e à ERSE no qual revê os valores do investimento em 2003, mantendo, contudo, as previsões para 2004.
 - b) Proveitos permitidos à REN no âmbito do transporte de energia elétrica, em particular a revisão dos valores dos investimentos em 2003 e 2004 - a REN apresentou um documento ao CT e à ERSE no qual mantém os valores do investimento de 2003, contesta as taxas de execução adiantadas pela ERSE e mantém as previsões para 2004.
 - c) Proveitos permitidos à EDP Distribuição, em particular quanto aos preços de transferência - a EDP Distribuição tendo conhecido o pedido de informação através da proposta, tem em curso o processo de apresentação das justificações complementares solicitadas, que não se encontravam contempladas nas normas metodologias complementares emitidas pela ERSE seguidas pela empresa aquando da prestação da informação (conf. reconhecido na pág. 103 da proposta).
 - d) Proveitos permitidos à EDA, em particular os valores dos custos relativos a FSE e investimentos - a EDA tendo conhecido o pedido de informação através da proposta apresentou ao CT e à ERSE um documento contendo as explicações complementares solicitadas e revendo em baixa os custos de investimento para 2004.

C - CÁLCULO DE PREÇO MÉDIO SEP, SEPA e SEPM

1. Na sequência das alterações introduzidas com a regulação simultânea do Continente e Regiões Autónomas fez notar a ERSE que: *"... o cenário adotado para o estabelecimento de preços e tarifas para 2003 por forma a proporcionar igualdade do preço médio global em cada RA ... situando-se ambos à distância de 6,4% em relação ao preço médio equivalente no SER"*⁶¹⁶.

⁶¹⁶ Conf. comentários da ERSE ao [parecer](#) do CT de 15 de novembro de 2002.



2. O CT constata que, na proposta ora em análise é referido que: "*o preço médio global no SEPA e SEPM situa-se ainda e 6% acima do preço médio do SEP*"⁶¹⁷.
3. Questiona o CT se terá existido uma alteração da metodologia adotada pela ERSE para o cálculo do preço médio ou, se ao invés, se verificou um afastamento (divergência) desses preços médios.

D - PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

1. A revisão do quadro normativo relativo à aquisição de energia elétrica a Produtores em Regime Especial provoca, por via da opção política e legislativa, alterações nos custos das empresas a repercutir nas tarifas e preços pagos pelos consumidores de energia.
2. O CT estranhou que tivessem sido considerados na proposta para 2004, os preços médios por tecnologia ocorridos em 2002, quando as mencionadas opções legislativas tinham agravado os preços em 2003, tendo consequentemente colocado tal questão à ERSE na pendência das reuniões.
3. Atento o teor da resposta da ERSE ao CT em 11/11/2003, a REN irá apresentar a evolução dos preços já ocorrida em 2003, sendo previsível a atualização dos valores para 2004 em conformidade com a suficiência da informação.

E - INTERRUPTIBILIDADE

1. Regista o CT que, podendo não estar concluído o novo regime de interruptibilidade até de dezembro de 2003, haverá risco de vazio regulamentar no início de 2004.
2. O CT recomenda assim, à semelhança do que fez no seu parecer de 2002, que a ERSE obste àquele vazio estabelecendo, designadamente, o prolongamento do regime atualmente vigente até à entrada em vigor de novas regras.

F - NEUTRALIDADE DO IMPACTE PROVOCADO PELA TRANSFERÊNCIA DE COMPARTICIPAÇÃO ENTRE ACTIVIDADES NA EDP DISTRIBUIÇÃO

1. Na análise da proposta, constatou-se que no cálculo dos proveitos da comercialização de redes foram deduzidas as participações dos contadores ao ativo imobilizado desta atividade.
2. Estas participações já tinham sido consideradas pela ERSE no cálculo dos parâmetros regulatórios da atividade de distribuição de energia elétrica para o triénio 2002-2004 que se encontram "fechados".
3. Há, portanto, na proposta, uma penalização pela duplicação na dedução destas participações nas tarifas de 2004.
4. A melhoria de qualidade da informação e a transparência demonstrada pela empresa não a deve penalizar, propondo o CT a neutralidade do efeito ao nível dos proveitos para 2004.

G - AJUSTAMENTOS DE 2002

1. Da análise feita pela EDP Distribuição resulta que o ajustamento total de 2002, referente aos custos a recuperar pela EDP Distribuição, parece subavaliado em cerca de 5 milhões de euros, o que pode ter origem no cálculo do incentivo das perdas (conf. documento da EDP Distribuição de 7/1 1/03, memorando intitulado ajustamentos de 2002 a repercutir em 2004). A verificar-se, consubstanciará uma alteração metodológica uma vez que a ERSE sempre tem considerado no cálculo do valor percentual das perdas a energia entregue em MAT.

⁶¹⁷ Conf. pág. 12 do documento intitulado "Nota rectificativa à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004", de 27 de outubro de 2003.



2. O CT recomenda à ERSE que analise esta questão, mantendo a metodologia caso se confirme ter havido alteração da mesma.

H - REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

1. O CT constata que a proposta da ERSE mantém explicitamente em 0% a taxa de remuneração dos terrenos das centrais do SEP quer em 2003, quer em 2004, nada referindo adicionalmente sobre o assunto.
2. Contudo, com a publicação em 2 de setembro, do Decreto Lei n.º 198/03, espera o CT que se venha a resolver definitivamente o recorrente problema da remuneração dos terrenos das centrais do SEP.
3. O CT lamenta que a solução deste problema, sucessivamente adiado, só agora se perspetive através de diploma legislativo, podendo dar origem a um custo adicional ainda não considerado pelo regulador aquando da fixação dos proveitos permitidos.

I - PREÇO DE OUTROS SERVIÇOS

1. A regulação do preço de "outros serviços", fixado em alguns casos pela primeira vez por via do RQS em 2002 para vigorar em 2003, conduziu em algumas situações a desfasamentos significativos com os custos apresentados pela EDP Distribuição para a formulação da presente proposta..
2. Estes desfasamentos quando corrigidos na proposta da ERSE, fazem sobressair grandes variações dos preços para 2004, prevendo-se aumentos percentuais que chegam a atingir, em AT e BTE, os três dígitos.
3. Não obstante a legítima preocupação em ajustar preços a custos, O CT recomenda que o aumento em BTN do preço dos outros serviços previstos para 2004 fique limitado ao índice de preços implícito no consumo privado.
4. O CT recomenda ainda que doravante, a ERSE acompanhe a evolução dos preços de outros serviços de molde a privilegiar aumentos graduais em vez de aumentos súbitos e significativos de um ano para o outro.

J - PREÇO DO FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1. O CT no seu parecer de 2002 recomendou à ERSE que:
 - a) Clarificasse se a comparação dos custos do fuelóleo entre as Regiões Autónomas e o Continente, que era então feita, se referia a produtos homólogos;
 - b) Promovesse análises jurídicas e económicas com vista à avaliação dos pressupostos e consequências dos compromissos assumidos no contrato celebrado entre o Governo Regional e o atual fornecedor da Região Autónoma face ao novo contexto regulatório.
2. A preocupação do CT prendia-se com o facto dos custos referentes ao fuelóleo na Região Autónoma dos Açores, em consequência da decisão de não subsidiação do fuelóleo por parte do Governo Regional, assumirem uma importância relevante na estrutura de custos da EDA
3. Na resposta da ERSE ao parecer do CT, foi afirmado que seriam promovidos, em conjunto com os estudos de regulação económica das empresas das Regiões Autónomas, os estudos necessários à maior compreensão do valor dos encargos com combustíveis nas regiões particularmente na Região Autónoma dos Açores, procedentes à avaliação das consequências tarifárias dos compromissos assumidos no contrato celebrado entre o Governo Regional e o atual fornecedor de combustível da Região.



4. Constata o CT que, não obstante, os custos referentes ao fuelóleo na Região Autónoma dos Açores continuarem a assumir uma importância relevante na estrutura de custos da EDA para 2004 a proposta da ERSE é omissa quanto à realização e resultados dos estudos previstos.
5. Atento que o ano 2004 é o último ano do período regulatório em curso e a recomendação do CT constante do ponto E 1. da análise da proposta na generalidade, entende o CT ser da maior utilidade que a matéria relativa aos combustíveis (fuelóleo) seja diagnosticada com brevidade.

L - REGIME EXCEPCIONAL EM MAT E AT

1. Nos comentários da ERSE ao parecer do CT de 2002 foi indicado que a questão aí suscitada iria ser estudada por forma a poderem ser avaliados os impactes na faturação de cada cliente decorrente da alteração na estrutura das tarifas de venda a clientes finais destes níveis de tensão.
2. Contudo, a atual proposta da ERSE não reflete nem a existência nem quais os resultados de qualquer análise sobre a matéria, sendo, portanto, omissa quanto a qualquer regime de limitação de aumentos de preços de energia individuais.
3. Pelo que, o CT renova a recomendação para que a ERSE divulgue os resultados da sua análise, bem como a sua posição sobre esta questão.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 13 de novembro de 2003.



◆ Resposta da ERSE ◆

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A – INTRODUÇÃO

Dando seguimento à sugestão do Conselho Tarifário, incluem-se já no *Sumário* do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004" alguns quadros e figuras adicionais com o objetivo de o tornar mais claro e compreensível. As observações relativas à organização da proposta a ser submetida ao Conselho Tarifário serão tidas em conta em 2004.

B – CONDICIONALISMOS EXTERNOS À REGULAÇÃO

Os "custos de interesse geral" encontram-se claramente identificados nos documentos da ERSE.

C – ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

Como pode ser verificado, foi praticamente atingido a convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, tendo o sobrecusto relativo a 2004 sido integralmente repercutido nas tarifas de 2004. Em sede de revisão regulamentar será discutida a evolução da estrutura tarifária em cada Região Autónoma.

E – COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

A ERSE participa, no âmbito do Conselho de Reguladores Europeus de Eletricidade (CEER), num grupo de trabalho de comparação internacional de preços de energia elétrica. Nesse grupo de trabalho tiveram desenvolvimento, em 2003, estudos sobre a comparação de preços de energia elétrica em mercados grossistas e sobre a comparação de tarifas de acesso às redes.

A análise dos preços de energia elétrica em mercados grossistas pretende especificamente recolher informação sobre a parcela de energia nos preços finais da energia elétrica, garantindo a comparabilidade destes preços. Neste sentido, devem ser incluídas nos preços as mesmas componentes de custo nos vários países.

O estudo efetuado permitiu identificar várias fontes de informação sobre preços de energia elétrica em mercados grossistas, classificáveis em dois grupos distintos: mercados organizados de energia e mercados ao balcão. Sobre os primeiros, verifica-se que nos mercados organizados os preços obtidos em base horária ou outra, relativa à base de transação nesses mercados, são geralmente publicitados. No segundo grupo, as fontes da informação são geralmente estatísticas na forma de índices publicados por analistas de mercados. O estudo de comparação de preços de energia caracterizou ainda os mercados de energia elétrica de cada país segundo o seu grau de maturidade.

Sobre a comparação de tarifas de acesso, foi desenvolvida uma metodologia que permitiu uniformizar as características e serviços incluídos nessa parcela da fatura, de forma a tornar comparáveis os resultados obtidos. O grupo está atualmente a recolher, dos vários países participantes, resultados de preços de acesso para os clientes tipo definidos pelo EUROSTAT, calculados tendo por base a metodologia definida pelo grupo de trabalho.

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

A – CONSUMOS DE ENERGIA ELÉCTRICA

A evolução dos consumos do SEP encontra-se quantificada no quadro 5-5 da proposta apresentada ao CT, desagregado por nível de tensão.



O mesmo quadro do documento final apresentará também o valor do consumo do SEP e do SENV referido ao nível da emissão de energia elétrica.

B – PROVEITOS PERMITIDOS CONDICIONADOS

De acordo com o Regulamento Tarifário, as empresas devem enviar a informação necessária ao cálculo dos proveitos permitidos por atividade até ao dia 15 de junho. A ERSE, após análise da informação recebida, envia às empresas numerosos pedidos de informação adicional e a justificação de diversos valores relativos a custos e investimentos previstos. Esta troca de informações processa-se ao longo de todo o tempo de análise. As respostas enviadas pelas empresas são, normalmente, aceitáveis; no entanto, por vezes são ainda largamente insuficientes, obrigando a uma demorada interação.

Este processo de troca de informação, que poderá vir a ser enviado para conhecimento ao Conselho Tarifário, permite também detetar numerosas inconsistências nos valores enviados pelas empresas e corrigir erros. Infelizmente, nem sempre é possível detetar todos os erros e inconsistências e na proposta elaborada pela ERSE, a 15 de outubro, surgem ainda, inevitavelmente, alguns problemas. É o caso das questões levantadas pela EDP Distribuição no documento entregue ao CT a 7 de novembro de 2003 intitulado "Comentários ao documento proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004", cuja resposta a ERSE está a elaborar e que será enviada também ao CT, na qual se identificam diferenças em rubricas que ainda carecem de justificação por parte da EDP Distribuição.

O processo de clarificação e esclarecimento sobre os valores propostos pelas empresas é um processo moroso e cuja finalização é essencialmente dependente do tempo de resposta das empresas e do cuidado com que preparam os esclarecimentos solicitados.

Sobre este tema importa ainda esclarecer dois aspetos:

- Em primeiro lugar que, caso os valores enviados a 15 de junho fossem desde logo acompanhados de todas as justificações necessárias e fossem devidamente validados de forma a não conter inconsistências e erros, o processo de análise levado a cabo pela ERSE seria mais breve.
- Em segundo lugar, na revisão do Regulamento Tarifário proposta em 2003, na qual se alteraram as datas de envio da informação, foi sugerido pela ERSE que as empresas pudessem prestar esclarecimentos sobre a sua proposta de custos e investimentos, enviada a 15 de junho, numa sessão em data a acordar, na qual as justificações poderiam ser dadas verbalmente. O objetivo desta proposta era de simplificar o processo, tanto à ERSE como às empresas. No entanto, as empresas, nos comentários que enviaram à proposta da ERSE, não se mostraram interessadas em aproveitar esta oportunidade, pelo que ela não foi considerada na versão final do Regulamento. Tal não significa, porém, que as empresas não possam prestar esclarecimentos verbais. A ERSE continua a julgar este procedimento interessante, pelo que volta a informar as empresas da sua disponibilidade para organizar este tipo de sessões de esclarecimento no próximo ano.

O facto de não ter sido possível obter em tempo útil todos os esclarecimentos necessários à elaboração da proposta da ERSE, entregue ao CT a 15 de outubro, levou a ERSE a optar pela aceitação condicional de diversas rubricas de custo e investimento, dando, desta forma, às empresas reguladas, a oportunidade de enviarem esclarecimentos adicionais até ao dia 15 de novembro. Importa esclarecer ainda que o processo adotado este ano e que se julga não ser necessário repetir, penaliza a ERSE que apenas dispõe, agora de 15 dias para analisar a informação enviada (alguma dela *inclusive* em data posterior à entrega do parecer do CT) e formular a sua decisão final.

C – CÁLCULO DO PREÇO MÉDIO SEP, SEPA E SEPM



Em 2003 a convergência tarifária dos preços médios observados em cada Região Autónoma com o preço médio do Continente relativo ao mesmo conjunto de fornecimentos encontrava-se praticamente assegurada.

O preço médio da Região Autónoma da Madeira encontrava-se 1% acima do preço médio do Continente. Relativamente ao preço médio da Região Autónoma dos Açores este encontrava-se 2% acima do preço médio do Continente.

Confirma-se que o valor de 6,4% referido no documento das tarifas e preços de 2003 para ambas Regiões Autónomas não é comparável com os valores de 9% e 6% referidos na proposta. O valor de 6,4% referido no documento das tarifas e preços de 2003 representa a distância entre preços médios de cada Região Autónoma e o do Continente relativo ao mesmo conjunto de fornecimentos. Este valor é comprável com os valores anteriormente referidos de 1% e 2%. Em contrapartida, os valores de 9% e 6% apresentados na proposta referiam-se à distância entre os preços médios globais de cada Região Autónoma e com o preço médio do Continente, o qual é calculado tendo por base os fornecimentos de todos os níveis de tensão. Estes valores não são comparáveis com os anteriores.

D – PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A REN enviou informação mais detalhada sobre os custos com a aquisição de energia elétrica aos PRE que, no entanto, não inclui as justificações esperadas. Com efeito, e apesar da legislação sobre a remuneração da PRE ter de uma forma geral agravado os preços de aquisição desta energia, importa que a REN justifique adequadamente as previsões que efetua.

Informação mais detalhada não significa que a informação esteja justificada. Neste caso concreto, a REN limita-se a reenviar as previsões anteriores de preços médios, desagregadas por tipo de tecnologia e por mês. Tal não permite à ERSE compreender os valores enviados. Fica por entender como os preços previstos são formados, quais os pressupostos, quais os parâmetros considerados e qual a forma como o decréscimo dos custos dos combustíveis, previsto pela REN para 2004, se encontra refletido nos preços previstos. Por não se considerar estarem justificadas as previsões apresentadas, a ERSE mantém os valores constantes da proposta enviada ao CT.

E – INTERRUPTIBILIDADE

Tendo sido anunciada a criação do Mercado Ibérico da Eletricidade para 20 de abril de 2004, a ERSE irá prolongar o atual regime de interruptibilidade até à entrada em funcionamento do comercializador regulado que irá atuar neste mercado.

G – NEUTRALIDADE DO IMPACTE PROVOCADO PELA TRANSFERÊNCIA DE COMPARTICIPAÇÕES ENTRE ATIVIDADES NA EDP DISTRIBUIÇÃO

A transferência de participações da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para a atividade de Comercialização de Redes só tem repercussão nos proveitos permitidos de 2004, uma vez que a atividade de Comercialização de Redes é regulada por taxa de remuneração com custos aceites, *a priori*, em base anual, e os ajustamentos resultam apenas da alteração do número de consumidores relativamente ao previsto. Assim, efetivamente, a perda de proveitos por esta transferência em 2004 tem um impacto de 13,7 milhões de euros. Deste valor, 3,5 milhões de euros diz respeito à remuneração do imobilizado participado líquido, e 10,2 milhões de euros à amortização do respetivo imobilizado.

Tendo em consideração o exposto pela EDP Distribuição e pelo CT, a ERSE decidiu aceitar a sugestão apresentada e não considerar o valor das participações na atividade de Comercialização de Redes, mantendo-o na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

G – AJUSTAMENTOS DE 2002



De acordo com a alínea a) do n.º 4 do artigo 76.º do Regulamento Tarifário, "O nível de referência das perdas é dado pelo quociente entre as perdas e a energia entregue pela rede de distribuição a clientes vinculados e não vinculados." Os fornecimentos em MAT não ocasionam perdas nas redes de distribuição pelo que não podem entrar no cálculo do incentivo à redução de perdas, nem para o cálculo de taxa de perdas.

Também no documento "Parâmetros para o triénio 2002-2004 e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002", na página 255 quando se explica a metodologia utilizada para o cálculo do nível de referência para as perdas, se esclarece que "... inclui a energia saída da rede de distribuição (não incluindo os fornecimentos em MAT), ...".

No primeiro período de regulação, 1999-2001, embora no Regulamento Tarifário a definição de perdas fosse a mesma, no cálculo da taxa de referência incluíram-se os fornecimentos em MAT (ver págs. 37 a 40 do documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a partir de 1 de janeiro de 1999"), pelo que, para não penalizar a empresa, o incentivo à redução de perdas foi calculado, para esses anos, tendo em conta os fornecimentos em MAT.

Não se trata, por isso, de uma alteração de metodologia, mas sim da forma como se calculou o nível de referência das perdas no primeiro período de regulação, sendo este cálculo feito, atualmente, de forma correta, ou seja, sem considerar os fornecimentos em MAT.

H – REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

A anunciada alteração legislativa de remuneração dos terrenos das centrais do SEP ainda não se concretizou, pelo que não pode ser considerada neste momento.

I – PREÇO DOS SERVIÇOS REGULADOS

O Conselho Tarifário recomenda à ERSE que o aumento dos preços dos serviços regulados aplicáveis aos clientes em BTN seja limitado ao índice de preços implícito no consumo privado.

A ERSE aceita a recomendação do Conselho Tarifário pelo que os preços dos serviços regulados aplicáveis aos clientes em BTN que constavam da proposta da ERSE foram alterados no sentido de limitar o seu aumento a esse índice.

A ERSE procederá, em anos futuros, à atualização progressiva destes preços no sentido de promover a sua completa aderência aos custos.

Relativamente à recomendação do Conselho Tarifário importa referir os seguintes aspetos:

- Sempre que se estabelecem preços dos serviços regulados que não cobrem os custos associados à sua prestação, a diferença será suportada pelos restantes consumidores. Esta situação é particularmente relevante no caso dos serviços cuja prestação está associada ao incumprimento das obrigações contratuais por parte dos clientes, como sejam os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e a retoma urgente de fornecimento.
- Os valores aprovados no âmbito do artigo 7.º do Regulamento da Qualidade de Serviço devem ser interpretados como um valor limite e não como o preço do serviço associado a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão. O preço do serviço de monitorização da qualidade da onda de tensão nas situações em que se verifique que os requisitos mínimos de qualidade sejam observados, ou não o sejam por razões imputáveis ao reclamante, deverá corresponder aos custos efetivos associados à sua prestação. Os valores limite aprovados pela ERSE, nos termos previstos no artigo 7.º do Regulamento da Qualidade de Serviço, constituem o valor máximo que é possível cobrar aos clientes nas situações anteriormente referidas.

**J – PREÇO DO FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Apesar de já se terem feito alguns estudos sobre esta matéria, a ERSE entende precisar ainda de aprofundar algumas questões, estando previsto para o início do próximo ano encetar diligências nesse sentido.

De qualquer forma, convém lembrar que a ERSE não aceitou as previsões efetuadas pela EDA tendo decidido que os preços dos combustíveis em 2004 seriam os mesmos de 2003.

L – REGIME ESPECIAL EM MAT E AT

A alteração da estrutura tarifária introduzida em 2002 foi efetuada preservando o preço médio por nível de tensão. No entanto, essa alteração tarifária provocou variações diferenciadas de preços médios por cliente, consoante o seu perfil de consumo.

No sentido de limitar os acréscimos de faturação individual nos clientes do SEP em MAT e AT em 2002, foi proposto um regime opcional de tarifas para estes clientes. Do total de clientes de MAT e AT, 4 optaram pelas tarifas excecionais em 2002.

Sobre os impactes da alteração da estrutura tarifária na faturação dos clientes de MAT e AT pode referir-se um estudo efetuado pela ERSE, segundo o qual apenas 2 clientes de MAT e AT (num universo de 77 clientes com consumo anual superior a 1 GWh) observaram, entre 2000 e 2003, um aumento do preço médio de energia elétrica, em termos reais. Este aumento foi, ainda assim, limitado a uma taxa de variação anualizada de 0,8%. Incluem-se nestes resultados os ajustamentos trimestrais dos preços de energia, sendo, portanto, diretamente comparáveis à faturação dos clientes.

Em 2004, por não haver variação diferenciada de preços das tarifas de venda a clientes finais do SEP, a variação de faturação individual para estes clientes será igual à variação tarifária anunciada para o respetivo nível de tensão, na hipótese de manterem o seu perfil de consumo.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ **Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário** ◆ [\[Consulta Pública n.º 9\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶¹⁸.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas setor elétrico e gás natural, emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços" o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶¹⁹.

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar as propostas de parâmetros e de tarifas reguladas e o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre as mesmas no prazo máximo de 30 dias após a respetiva receção.

Nos termos do Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, os documentos contendo a "*Proposta de alteração do Regulamento Tarifário*"⁶²⁰.

No período regulamentarmente fixado para a elaboração de parecer pelo CT e na pendência da análise da documentação sobre a qual aquele incide, foi realizada uma reunião alargada do CT com a Administração da ERSE na qual esta apresentou, em 20 de abril de 2005, uma análise da aplicação do Decreto Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro tendo ainda entregue alguns documentos explicativos do mesmo e, a solicitação do CT levados a conhecimento dos seus membros alguns documentos complementares.

I - PONTO PRÉVIO

IA - QUADRO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR NO SECTOR ELECTRICO

1. A atual "Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário", embora parcialmente resultante da necessidade de adequar o Regulamento Tarifário a recentes alterações legislativas⁶²¹ que têm ocorrido, é elaborada sem as desejáveis estabilidade do enquadramento legislativo e concretização do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL)⁶²².
2. No decurso do prazo de discussão da proposta pelo CT foram publicados, na II Série do *Diário da República*, em 9 de Maio de 2005, os Despachos n.ºs 10317/2005, 10318/2005 e 10319/2005, do Gabinete do Ministro da Economia, constituindo Grupos de Trabalho para, até 31 de maio (ou 23 de junho, no caso do Grupo de Trabalho do MIBEL), apresentarem propostas designadamente de transposição das diretivas, de Lei de Bases do Setor e de concretização do MIBEL, propostas estas que, em teoria, são suscetíveis de alterar e esvaziar o sentido das modificações regulamentares que se encontram em discussão, bem como os próprios diplomas que lhe dão origem.
3. Face à urgência da publicação da Lei de Bases, de transposição das diretivas e de concretização do MIBEL evidenciada nos Despachos supramencionados, o CT entende que a presente revisão

⁶¹⁸ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶¹⁹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶²⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁶²¹ Decreto-Lei n.º 184/03, de 20 de agosto; Decreto-Lei n.º 185/03, de 20 de agosto, Decreto-Lei n.º 198/03, de 2 de setembro, Portaria n.º 96/04, de 23 de janeiro; Decreto-Lei n.º 36/04, de 26 de fevereiro, Decreto-Lei n.º 153/04, de 30 de junho, Decreto-Lei n.º 192/04, de 17 de agosto; Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro; Portaria n.º 139/05, de 3 de fevereiro.

⁶²² A Lei de Bases, a transposição de diretivas do sector e a concretização dos acordos firmados entre os Governos de Espanha e Portugal.



regulamentar em curso deve ser suspensa até à definição do novo quadro legislativo do setor elétrico e do modelo organizativo do MIBEL.

4. Acresce que, o mecanismo de transição entre o anterior e o novo regulamento e particularmente os eventuais efeitos ainda nas tarifas de 2005, não é claro quanto à entrada em vigor da nova regulamentação (art.º 209.º) pelo que, sempre recomendaria o CT uma melhor identificação e regular atualização que em cada momento vão entrando em vigor.
5. Entende ainda o CT que, no atual contexto, a entrada em vigor dum novo regulamento tarifário que, à partida, já se sabe não irá entrar em funcionamento data prevista nos n.ºs 2 e 3 do artigo 209.º é geradora duma indesejável instabilidade para as empresas reguladas e para os consumidores.

Sem prejuízo das reservas acima expressas entendeu o CT o seguinte:

II - ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

II A - UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

1. Pese embora as fórmulas previstas no Regulamento Tarifário garantam uma uniformidade tarifária ao nível das tarifas de acesso, entende o CT que o princípio da uniformidade das tarifas previsto na alínea b) do artigo 5.º do Regulamento Tarifário deveria expressamente dispor no sentido da sua aplicação também às tarifas de acesso e não apenas, como aí mencionado, aos clientes finais de comercializadores regulados.
2. Assim, sugere-se que se adite no final da alínea b) do referido artigo 5.º "(...) bem como, e ainda, às tarifas de acesso.

II B - TARIFAS POR USO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. O CT regista a extinção das opções tarifárias em função do uso nas Regiões Autónomas, objetivo assumido desde que foi tomada a decisão de convergência com estas Regiões.
2. Prevendo-se que, em resultado desta extinção, possam existir aumentos substanciais do valor final a pagar pelos consumidores das Regiões Autónomas, o CT sugere a aplicação do mecanismo transitório de limitação desses eventuais aumentos por forma a atenuar o respetivo impacto e evitar oscilações demasiado acentuadas.
3. Entende ainda o CT, de acordo com o princípio da uniformidade tarifária decorrente da convergência com as Regiões Autónomas, que se deve encontrar expressamente prevista, para as Regiões, a mesma tipologia do Continente ou seja, incluindo os períodos de super vazio, o ciclo semanal e as opções tarifárias (v.g. a inexistência de tarifas sazonais na Região Autónoma da Madeira, cf. o n.º 7 artigo 48.º em confronto com o quadro 17).

II C - PREÇO DO FUELOLEO

II C. 1. NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1. O preço de aquisição do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores encontra-se inserido num quadro de legislação da competência dos órgãos de Governo próprios da Região, que o determina sem interferência da empresa regulada, de acordo com a Resolução n.º 225/96, de 26 de setembro.
2. A metodologia proposta pela ERSE quanto aos custos aceites de fuelóleo, ao parecer não os aceitar na totalidade, poderá constituir um incentivo à redefinição das condições de aquisição desta matéria prima. Sucede que, a não se verificar tal redefinição, a empresa regulada acabará por suportar a parte não aceite de um custo que lhe é externo e que não pode controlar, razão porque e atentas as especificidades próprias deste mercado, o CT recomenda a reanálise da solução proposta.



3. Tendo já sido anteriormente referenciada a realização de um estudo sobre os combustíveis na Região Autónoma dos Açores, considera o CT ser relevante a sua divulgação com o objetivo de contribuir para um conhecimento aprofundado do contexto e especificidades inerentes à aquisição, armazenagem e transporte do fuelóleo nesta Região.

II C. 2. NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

1. No tocante ao custo de aquisição do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, o CT tomou conhecimento que, na sequência da conclusão de concurso promovido para esse efeito, verificar-se-ão a partir de maio do corrente ano alterações significativas na forma de aquisição desta matéria prima (v.g. redução dos *spreads* e extensão da aquisição do fuel no mercado primário à ilha de Porto Santo).
2. O CT foi ainda informado que a empresa regulada entregará à ERSE, toda a informação relevante sobre esta matéria até ao próximo dia 16 de maio.
3. Pelo que, atento a que este é um dado posterior à elaboração da proposta sujeita a apreciação do CT, o Conselho sugere que a metodologia apresentada seja reapreciada em função dos elementos e esclarecimentos prestados.

II D - PLANO NACIONAL DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

II D.1. - INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS E METAS NO ÂMBITO DO PNAC

1. Considerando as exigências do PNAC ao nível da redução de perdas para 2010 (de 9,3% para 8,6% da taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição), a ERSE pretende redefinir o incentivo à redução de perdas. Assim, haverá que acordar previamente os objetivos de redução da competência dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição.
2. No que se refere à atividade de distribuição os investimentos para redução perdas durante o próximo período regulatório devem ser contemplados na base regulatória dos ativos a serem remunerados pela taxa de remuneração implícita nos parâmetros regulatórios.
3. A atual proposta de revisão não contempla um mecanismo que permita o reconhecimento dos investimentos na atividade de distribuição que vierem a resultar dos acordos celebrados entre a ERSE e os operadores das redes e que, certamente, terão já efeitos no próximo período regulatório (2006-2008). Pelo que, o CT recomenda a revisão da proposta no sentido de assegurar a possibilidade de aplicação de tal mecanismo já no próximo período regulatório.

II D.2. - INCENTIVO À EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E METAS NO ÂMBITO DO PNAC

1. O CT verifica existir uma tendência europeia no sentido de promover a eficiência no consumo de energia elétrica, com redução de consumos e remoção dos incentivos ao aumento das vendas de energia.
2. Neste contexto, o CT entende que no estabelecimento dos proveitos permitidos, devem ser ponderadas variáveis diferentes das atualmente em vigor, por forma a consubstanciar uma menor dependência dos mesmos face à evolução da procura.
3. O CT entende, ainda, ser adequado em sede da revisão regulamentar em curso ponderar a alteração da variável relativa aos proveitos permitidos ou ajustá-la a diferentes ponderações (parcela fixa e variável), a fim de mitigar a perda de proveitos do distribuidor em virtude da quebra de consumo por medidas de gestão da procura.

**II E - TARIFA SOCIAL**

1. O leque de consumidores hoje abrangidos pela tarifa social é relativamente restrito, circunscrevendo-se àqueles com consumos inferiores a 400kWh/ano e com potência contratada até 2,3kVA (no Continente, com ligeiras diferenças nas Regiões Autónomas).
2. O CT constata que, os efeitos da aditividade e entrada em vigor dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) se fazem sentir de forma particularmente negativa nesta opção tarifária.
3. Considerando a especial necessidade de proteção de consumidores vulneráveis e uma aparente menor coincidência entre os aderentes à tarifa social e a realidade dos consumidores cuja vulnerabilidade deve ser protegida, o CT recomenda uma revisão dos critérios de atribuição deste tipo de opção tarifária e eventual reapreciação da sua estrutura.

II F - TARIFAS DE REFERÊNCIA

1. A ERSE propõe a criação e publicação dum tipo de tarifas, que denomina tarifas de referência (cf. art.º 146.º), com o fim de permitir identificar os custos exógenos à regulação, decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.
2. Nos pareceres que emitiu em 2003 e em 2004, o CT manifestou e sublinhou a sua preocupação com o avolumar dos custos a repercutir nas tarifas e preços a pagar por todos os consumidores de energia elétrica (de 9,6% do preço médio da tarifa de venda a clientes finais em 2004 para 11,11% em 2005) resultantes de opções de política exógenas à regulação.
3. O CT também registou positivamente e incentivou a ERSE a divulgar claramente o volume e crescimento anual destes custos de interesse geral que, embora fixados legislativamente, têm repercussão direta nas tarifas de venda a clientes finais — e, em alguns casos, são suportados apenas pelos consumidores de energia em BT - entendendo, ainda, que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, deveria transmitir às entidades competentes as preocupações do CT com o avolumar de tais custos de interesse geral.
4. Os globalmente designados como "custos de interesse geral" encontravam-se identificados e quantificados nas propostas da ERSE e integravam três tipos de custos: convergência com as regiões autónomas; produtores em regime especial e rendas aos municípios, sendo este pago apenas pelos consumidores de BT.
5. Na solução apresentada pela ERSE esta divide os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) em duas parcelas:
 - a) custos com a ERSE, e com o funcionamento da atividade de gestão global do sistema,
 - b) custos relativos aos CMECs e custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.
6. Ora, verifica o CT que os tipos de custos então inventariados como custos de interesse geral não coincidem com aqueles que, como proposto, estarão incluídos na parcela II da tarifa UGS a qual permitiria o exercício da tarifa de referência sendo que, esta incoincidência não resulta apenas do aparecimento de novos custos exógenos, mas, também, da alteração de qualificação de outros custos (v.g. rendas de concessão da baixa tensão).
7. Nesta perspetiva, o CT julga necessário que a ERSE mantenha a mesma linha de classificação de custos de interesse geral que tem usado por forma a permitir uma correta avaliação dos mesmos.
8. Por outro, considera-se imprescindível repensar as consequências da publicação das denominadas tarifas de referência, nomeadamente nos possíveis impactos em termos de solicitações aos sistemas comerciais.



9. Admite o CT que, a identificação clara e a indicação da percentagem média anualmente afeta a estes custos de interesse geral, desde que publicada e divulgada, seja suficiente para garantir a almejada transparência, obviando à introdução formal duma nova tarifa que, parece, complexificar o processo.

II G - MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O CT entende que, ao introduzir no "Mecanismo de convergência para tarifas aditivas" limitações às variações máximas de cada preço, deve ser garantida uma flexibilidade adequada a estas limitações, quer em termos de diferenciação do limite de variação para cada preço, quer da possibilidade de ter variações diferenciadas em cada um dos anos do período regulatório.

II H - ATRIBUIÇÕES DO "AGENTE COMERCIAL"

A proposta apresentada para gestão e comercialização da energia proveniente de eventuais Contratos de Aquisição de Energia (CAE) que não cessem na data de entrada em funcionamento do MIBEL e a aquisição de energia a todos os produtores em regime especial, revela-se de grande complexidade prática na medida em que o agente comercial não controla o relacionamento com os PRE. O CT chama a atenção para soluções diferentes apresentadas na vizinha Espanha.

II I - GESTÃO DO MECANISMO DE ACERTO ANUAL DOS CMECS

1. O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, que institui o mecanismo dos CMEC decorrente da cessação dos CAE, incumbe a concessionária da RNT de muitos aspetos de gestão do mecanismo, em particular em relação à recolha de dados e simulações a efetuar para efeitos do cálculo da parcela de acerto anual. Trata-se de uma função específica que durará pelo menos 10 anos, independentemente dos CAE que tenham cessado de facto.
2. Assim, parece faltar prever na atividade de gestão global do sistema a função de gestão do mecanismo de acerto anual dos CMEC, o que deveria estar refletido nos artigos 81º e 162º, na parte de custos de funcionamento relativos às várias funções daquela atividade.

II J - COMPENSAÇÃO DO DESVIO TARIFÁRIO OCORRIDO ENTRE 1999 E 2003

1. A definição das variáveis intervenientes na expressão (14) do artigo 82.º relativa à "parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico" permite concluir não estar a ser dado cumprimento ao disposto na Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, no que respeita à compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, compensação que decorre do facto da ERSE ter fixado em 0% a taxa de remuneração dos ativos afetos aos terrenos dos centros produtores do SEP.
2. Tendo a Portaria n.º 96/2004 esclarecido que a taxa de remuneração a adotar para aqueles terrenos entre 1999 e 2003 é de 6,5%, o CT entende dever a mesma ser tida em consideração.

II L - PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

1. A secção X (Artigos 123.º a 128.º) da proposta pretende instituir o "Plano de Promoção de Eficiência no Consumo" para melhoria da eficiência energética no consumo de energia elétrica, a que se poderiam candidatar: comercializadores, agentes externos e operadores de redes, iniciativa sem dúvida louvável.
2. As propostas apresentadas no âmbito deste plano, que fossem aprovadas pela ERSE, seriam pagas pela REN aos promotores e de acordo com o n.º 6 do Artigo 82.º, recuperados dois anos mais tarde através da tarifa de uso global do sistema.
3. O CT considera desejável garantir o sincronismo entre o pagamento aos promotores com os correspondentes recebimentos tarifários.

**II M - ALGUMAS QUESTÕES FORMAIS**

1. O artigo 80.º define os "proveitos a recuperar no âmbito da atividade de gestão global do sistema", conceito que é constituído por várias parcelas, sendo que uma delas, definida no Artigo 81.º, é designada por "proveitos permitidos no âmbito da atividade de gestão global do sistema".
2. Pelo que, o CT sugere designar o artigo 80.º como "proveitos a recuperar no âmbito da tarifa de uso global do sistema".
3. A substituição da segunda parcela da expressão (7) do artigo 80.º pela expressão (10) constante no artigo 82.º conduz à anulação aritmética dos "proveitos regulados no âmbito da atividade de compra e venda de energia elétrica" (Artigo 79.º), proveitos que deixariam, assim, de ter incidência tarifária pelo que, entende o CT dever proceder-se à correção.

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, sem prejuízo das observações que antecedem, o processo de revisão regulamentar em curso deverá ser SUSPENSO até à definição do novo quadro legislativo do setor elétrico e do modelo organizativo do MIBEL.

Aprovado em 16 de maio de 2005.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Guia de telecontagem do continente – regulamentação dos pontos 6.2.3, 7 e 12.3 ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶²³.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶²⁴.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo uma proposta de "*Guia de telecontagem do continente — Regulamentação dos pontos 6.2.3., 7 e 12.3*"⁶²⁵, solicitando parecer sobre a mesma.

Posto o que, em reunião da Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário é emitido o seguinte parecer:

- O CT regista positivamente o procedimento adotado para a elaboração da proposta Guia de Telecontagem do Continente — Regulamentação dos pontos 6.2.3., 7 e 12.3 apresentada para parecer bem como a discussão, diálogo e consenso prévio que terá sido obtido;
- O CT considera dever apenas pronunciar-se sobre a regulamentação proposta para os pontos 6.2.3. e 7 do Guia de Telecontagem do Continente, por ser a relacionada com preços de serviços regulados.
- Entendeu o CT que as soluções adotadas e a redação proposta não suscitam quaisquer dúvidas ou objeções.

Nestes termos, o Conselho Tarifário delibera dar parecer favorável à proposta de Despacho apresentada pela ERSE, para regulamentar os pontos 6.2.3. e 7. do Guia de Telecontagem do Continente aprovado pelo Despacho n.º [23279-H/2003](#) (2.ª Série), de 28 de novembro.

Aprovado em 3 de fevereiro de 2005.

⁶²³ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶²⁴ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶²⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



◆ **Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal** ◆ [\[Consulta Pública n.º 8\]](#)

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) como o "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶²⁶. Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "*(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶²⁷.

Nos termos do Regulamento Tarifário (RT) e dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, por ofício um documento intitulado "*Proposta de alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal*", o qual contém as propostas de alteração ao Regulamento Tarifário em vigor.

Sobre esta proposta, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

Atento o atual contexto de sucessivas alterações e previsíveis mudanças na legislação e subsequente regulamentação do setor elétrico em Portugal, entende o Conselho Tarifário, expressar as seguintes preocupações e recomendações:

1. A proposta de alteração ao Regulamento Tarifário não prevê especificamente a sua data de entrada em vigor sendo que, uma vez aprovada, exige subregulamentação e manuais de procedimentos que tomarão algum tempo a ser preparados e aprovados.
2. Entende, assim, o Conselho Tarifário que deve: a) ser expressamente previsto um prazo para a aprovação da subregulamentação subsequente necessária; b) ser diferido para o momento da aprovação da subregulamentação a entrada em vigor das normas dela dependentes.
3. Entende, ainda, o Conselho Tarifário que, para salvaguarda dum período para adaptação das empresas reguladas aos novos procedimentos e por forma a não gerar erradas expectativas nos consumidores quanto à exequibilidade da efetiva mudança do fornecedor, deverá ser previsto um período para a implementação dos novos regulamentos e procedimentos.
4. Considerando que a proposta vem aditar, na atividade de comercialização das redes, uma nova função a saber — gestão do processo de mudança de fornecedor — e impõe a substituição de equipamentos de contagem num universo potencial de 60.000 clientes, o Conselho Tarifário expressa a sua preocupação quanto ao momento e modo como estes custos serão repercutidos nas tarifas.
5. Finalmente, por forma a melhor explicitar a atuação dos agentes externos e comercializadores, entende o Conselho Tarifário que as alíneas b1) e c1) do artigo 3.º se devem reportar expressamente aos Decretos Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, de 20 de agosto e não, como proposto, apenas ao Decreto Lei n.º 184/2003.

No demais o Conselho Tarifário concorda, na globalidade, com as alterações propostas ao Regulamento Tarifário.

Aprovado em 30 de setembro de 2004.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

⁶²⁶ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶²⁷ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário ◆

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) como o "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶²⁸. Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "*... emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶²⁹.

Nos termos do Regulamento Tarifário e dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário, por ofício, um documento contendo uma *proposta de aditamento de um novo artigo ao Regulamento Tarifário*.

Sobre esta proposta, emite o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

O Conselho Tarifário concorda com a proposta de aditamento de um novo artigo ao Regulamento Tarifário tendo em vista permitir, excecionalmente, a fixação de parâmetros de regulação por um período de um ano.

Quanto ao texto concretamente proposto sugere o Conselho Tarifário que, no n.º 3 do artigo a introduzir no Regulamento com o n.º 165-A, a expressão "*Sem prejuízo do estabelecido no presente artigo*" seja substituída por "*Sem prejuízo do estabelecido nos números anteriores...*"

Aprovado em 14 de julho de 2004.

⁶²⁸ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶²⁹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



◆ **Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão especial** ◆ [\[Consulta Pública n.º 7\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶³⁰.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "... *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶³¹.

Nos termos do n.º 1 do artigo 23.º e n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou, por ofício, aos membros do Conselho Tarifário, um documento contendo o *projeto de revisão de algumas disposições dos regulamentos vigentes* na sequência da publicação do Decreto Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, que veio atribuir aos consumidores de energia elétrica ligados à rede de baixa tensão especial o direito de escolha do fornecedor, solicitando a emissão de parecer do CT.

Posto o que, apreciado o documento, emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer

O Conselho Tarifário concorda com as alterações ao Regulamento Tarifário que foram propostas pela ERSE e que visam permitir a elegibilidade dos clientes em BTE.

Sem prejuízo da referida concordância, o CT permite-se sublinhar os seguintes aspetos:

1. ALARGAMENTO DA ELEGIBILIDADE;

Estando em curso, como está, o alargamento da elegibilidade dos consumidores de energia elétrica o CT considera ser oportuno o estudo sobre as especificações dos equipamentos de contagem a adotar, recomendando a sua realização.

2. TARIFA DE ACESSO;

Entende o CT que, por razões de clareza, é útil que a tarifa de acesso para os clientes de BTE aplicável em resultado da regulamentação agora proposta seja objeto de publicação autónoma e, tanto quanto possível, simultânea com as alterações regulamentares.

Aprovado em 09 de abril de 2004.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)

⁶³⁰ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³¹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.



◆ Cálculo do valor da caução - Artigo 2.º do Decreto Lei n.º 195/99 e do RRC ◆

I - INTRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), estabelecendo que este é o "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶³².

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "*... emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços*", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶³³.

Nos termos do n.º 1 do artigo 47.º dos Estatutos da ERSE, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou, por ofício, aos membros do Conselho Tarifário, o documento contendo o *projeto de despacho relativo ao cálculo do valor da caução*, solicitando a emissão de parecer do CT sobre o Regulamento Tarifário⁶³⁴.

Posto o que, apreciado o documento emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário sobre a proposta, o seguinte parecer:

II - ANÁLISE NA GENERALIDADE

O documento apresentado a discussão e parecer merece globalmente a aprovação por parte do CT, com a especificidade referida infra.

III - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Cálculo do valor da caução para clientes em MAT, AT, MT e BTE

A semelhança do que ocorreu em 2002 quanto aos clientes em B TN, a atual proposta da ERSE vem agora introduzir, no n.º 2 do Artigo 2.º da proposta e para os clientes em MAT, AT, MT e BTE, um limite no valor da caução com base nos consumos dos últimos doze meses, critério este que parece aceitável para as situações de mudança de opção tarifária.

Entende o CT que, este limite previsto, não se aplica quando a alteração de opção tarifária for acompanhada de uma mudança da potência contratada, recomendando que a norma seja clarificada, por forma a que não permita ser interpretada em diferente sentido.

A instituição do mecanismo estabelecido no n.º 3 do mesmo Artigo, que acarretará um significativo peso administrativo para os distribuidores e clientes, afigura-se de duvidosa utilidade e vantagem económica, além de pouco clara quanto ao ónus sobre quem recai a iniciativa.

O CT recomenda à ERSE que suprima o n.º 3 do Artigo 2.º, passando o limite mencionado no n.º 2 a ter efeitos imediatos.

Aprovado em 11 de julho de 2003.

⁶³² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³⁴ Documento ou projeto que poderá, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



◆ **Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário** ◆ [\[Consulta Pública n.º 5\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) e estabeleceu que este é o "órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶³⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural: "... emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶³⁶.

Nos termos do n.º 1 do artigo 47.º dos Estatutos da ERSE, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou, por ofício, aos membros do Conselho Tarifário, um documento contendo o *projeto de revisão de algumas disposições dos regulamentos vigentes*, solicitando a emissão de parecer do CT sobre o Regulamento Tarifário, até dia 08 de abril de 2003⁶³⁷.

Posto o que, apreciado o documento e atentos os esclarecimentos complementares escritos prestados pela ERSE, emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer:

I - APRECIACÃO NA GENERALIDADE

O Conselho Tarifário concorda, na generalidade, com as alterações ao Regulamento Tarifário que foram propostas pela ERSE e que, sendo referido que não são estruturais, tendem a aperfeiçoar as normas vigentes e sobretudo, a corrigir e melhor adaptar as mesmas à realidade subjacente.

O CT faz notar que não procedeu, contudo, à verificação exaustiva e concreta das fórmulas agora alteradas e ou introduzidas.

Constata ainda, o CT, ter sido publicado pela Direção-Geral de Energia, em simultâneo com o atual processo de revisão do [Regulamento Tarifário](#), novo Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) com implicação nas tarifas pelo que, recomenda seja equacionada a oportunidade de eventuais compatibilizações no âmbito do processo em curso.

II - APRECIACÃO NA ESPECIALIDADE

1. AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS E AJUSTE TRIMESTRAL DOS ENGARGOS VARIÁVEIS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DOS PREÇOS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT, AT E MT

- 1.1. Atento ao princípio do equilíbrio entre os interesses dos consumidores e das empresas expresso no Regulamento Tarifário, o CT entende que devem ser repercutidos nos desvios temporalmente relevantes os encargos financeiros do respetivo financiamento.
- 1.2. O Conselho Tarifário detetou que, contrariamente ao princípio enunciado:
 - a) a fórmula do artigo 79.º (37) alterada pela introdução de uma nova parcela de desvio (no n.º 5 do referido artigo) não prevê, diferentemente das restantes parcelas também referentes a desvios, qualquer afetação de juros. Tratando-se de uma correção passado dois anos, parece que a dita parcela deveria prever igualmente juros, corrigindo-se consequentemente a fórmula (37).

⁶³⁵ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³⁶ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³⁷ Documento ou projeto que poderá, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- b) as fórmulas do artigo 75.º alterado na proposta não contemplam, a recuperação dos juros referentes aos encargos com combustível, recuperados a seis meses.

1.3. Ainda relativamente à fórmula (37) do artigo 79.º, constata a CT que não se encontram contemplados os montantes dos ajustamentos trimestrais da faturação da REN à EDP Distribuição que não foram refletidos nos clientes BT e NT (conforme resulta da análise do documento publicado pela ERSE intitulado "*Ajuste trimestral dos encargos variáveis de aquisição de energia elétrica e dos preços das de venda a clientes finais em MAT, AT e MT a vigorar de abril a junho de 2003*").

2. CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA A RECUPERAR PELAS TVCF DE CADA REGIÃO AUTÓNOMA;

O CT nada tem a observar sobre as alterações propostas ou introduzidas no Regulamento Tarifário sobre este ponto.

3. MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA AS TARIFAS ADITIVA

O CT congratula-se com as alterações que têm em conta a sua recomendação constante do [parecer](#) de novembro de 2002 no sentido de que a ERSE deveria promover urgentemente a retoma do processo de convergência para a aditividade tarifária, privilegiando as tarifas que se encontram claramente mais afastadas.

4. ALTERAÇÕES DAS DATAS DE ENVIO DA INFORMAÇÃO;

4.1. A proposta da ERSE suprime o envio facultativo de informação, por parte das empresas reguladas, até 15 de Setembro, dilatando, de 1 de maio para 15 de junho, o prazo da apresentação da informação previsional de carácter económico e financeiro para efeitos de determinação de parâmetros tarifários e das tarifas de energia elétrica. Estabelece-se ainda na proposta, a possibilidade das empresas solicitarem à ERSE, até 30 de Junho de cada ano, a realização de uma reunião destinada a apresentar justificações adicionais sobre a informação enviada.

4.2. O CT considera positiva a alteração das datas de envio da Informação sugerindo, contudo, o seguinte:

- a) A alteração da data de 15 para 30 de junho, com supressão da previsão de reuniões para justificações adicionais entre 15 e 30 de junho.

Esta sugestão prende-se, por um lado, com o facto de, nesta segunda data, as empresas se encontrarem em melhores condições para apresentar demonstrações financeiras consolidadas; e, por outro, com o facto de, na prática, tal estar já expressamente reconhecido na proposta ao ter fixado o dia 30 de junho para prestação de justificações complementares em reuniões a solicitar pelas empresas reguladas - o que, em rigor, sempre deveria ser possível até à formulação da proposta por parte da ERSE.

- b) A manutenção, como data facultativa, até dia 15 de setembro, tendo exclusivamente em vista a atualização das previsões das variáveis "consumo de energia elétrica" e "preço de combustíveis", por forma a que a proposta formulada pela ERSE para as tarifas e preços do ano seguinte, se baseie em previsões das empresas o mais atuais possíveis, sem prejuízo da atualização devida pela própria entidade reguladora até à conclusão do processo.

4.3. O CT entende que, as alterações sugeridas asseguram o alargamento do prazo para a ERSE tratar a informação e possibilitam também às empresas o envio de informação mais estável e atual, o que tenderá a aumentar o grau de fiabilidade das previsões e de rigor na formulação da proposta por parte da entidade reguladora.



5. ÍNDICE DE PREÇOS IMPLÍCITOS NO CONSUMO PRIVADO

- 5.1. Propõe a ERSE a adoção do indicador "índice de preços implícito no consumo privado" para a quantificação do conceito designado por "taxa de inflação esperada" de acordo com o estabelecido no n.º 4 do artigo 4.º do Decreto Lei n.º 187/95, bem como para a aplicação dos artigos 90.º, 105.º e 107.º do atual Regulamento Tarifário.
- 5.2. Mantém, por outro lado, o recurso ao Índice de Preços no Consumidor (IPC) para a atualização dos parâmetros da atividade de distribuição de energia elétrica (art. 76.º).
- 5.3. Esta dualidade afigura-se pouco consistente e, atendendo a que:
- O mecanismo de limitação dos acréscimos em BT é melhor representado pelo IPC;
 - A tentativa de aproximação a deflatores mais fiéis para cada atividade levaria a pressupor, entre outros, a substituição do IPC pelo deflator do PIB no caso da atividade de distribuição e para os custos das empresas, ou ainda, no caso das limitações resultantes dos artigos 105.º e 107.º uma segmentação por nível de tensão;
 - Tratando-se de previsões, com todas as suas naturais limitações, e sendo a taxa de inflação esperada comunicada pelos diversos organismos, nomeadamente Ministério das Finanças e Banco de Portugal, baseada no *tradicional* IPC;
 - A uniformização com base no IPC certamente facilitará a comunicação para todos os interessados, em particular no momento da divulgação das variações tarifárias;

o CT recomenda a adoção do Índice de Preços no Consumidor, variação média anual, sem habitação, no Continente, como vinha a acontecer até 2002 por parte da ERSE.

6. DEFINIÇÃO DOS DIAGRAMAS DE CARGA TIPO

O CT nada tem a observar sobre as alterações propostas ou introduzidas no Regulamento Tarifário sobre este ponto.

III

CONCLUSÕES

O CT considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 2 de abril de 2003.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ **Condições gerais e de detalhe a integrar nos contratos de interruptibilidade e dos critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos** ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) "órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶³⁸.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶³⁹.

Refira-se que, no Conselho Tarifário se encontra ainda por acautelar a representação dos consumidores da Região Autónoma da Madeira.

O Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário um ofício, anexando um documento da REN-Rede Elétrica Nacional SA, intitulado: 'Proposta de condições gerais e de detalhe a integrar nos contratos de interruptibilidade e dos critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos'⁶⁴⁰.

Assim, dando seguimento ao solicitado pela ERSE, emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer:

1. O ofício do Presidente do Conselho de Administração da ERSE, que remete o documento referido, assume que a proposta é uma proposta da REN mencionando, a título "*interpretativo*" que: "*A alteração do regime de interruptibilidade proposto no Regulamento de Relações Comerciais deve constituir uma oportunidade para introduzir no setor elétrico nacional esquemas de interruptibilidade inovadores (...) a proposta apresentada insere-se nesta linha de evolução embora não tenham sido explicadas nem justificadas as soluções, as fórmulas e os valores dela constantes, Na realidade, essa proposta representa a continuação do regime vigente, apenas flexibilizando o preço mensal a pagar pela interruptibilidade, que fica agora sujeito a leilão, e a capacidade interruptível, cujo patamar máximo passa a ser definido anualmente pela REN*".
2. Refere ainda, o mesmo ofício "*(...) tendo em conta que o novo regime de interruptibilidade terá impacte sobre as tarifas de energia elétrica e ficará a constituir pane integrante do Regulamento de Relações Comerciais, solicita-se o parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta da REN agradecendo-se desde já todas as sugestões que permitam aperfeiçoá-la*".
3. O documento assim enviado para apreciação do CT, nem constitui uma proposta da Entidade Reguladora - mas, outrossim, uma proposta da entidade concessionária da RNT apresentada à ERSE nos termos do artigo 131.º do Regulamento de Relações Comerciais ([RRC](#)) -, nem inclui apreciações ou propostas da ERSE, para além do constante no ofício já referido, desconhecendo-se qual a posição e o entendimento da ERSE relativamente à mesma.
4. A proposta remetida ao CT deveria, salvo melhor entendimento, ter sido objeto de análise e tomada de posição por parte da ERSE e só depois ser remetida ao CT, sob a forma de proposta a aprovar pela ERSE.
5. O CT entendeu, no seu [parecer](#) sobre a "Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2003", observar, num ponto específico, a necessidade da ERSE salvaguardar um eventual

⁶³⁸ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶³⁹ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁴⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



vazio legal na medida em que o processo previsto no artigo 131.º do RRC não estava concluído⁶⁴¹. Apoiada neste ponto do parecer do CT, a ERSE prorrogou, por mais um trimestre, o regime vigente em 2002.

CONCLUSÕES:

1. O CT considera, salvo melhor opinião, não estarem reunidos os requisitos necessários à elaboração de parecer sobre o documento;
2. Num contexto de previsível revisão global da organização do setor elétrico nacional, o CT recomenda prudência na introdução de novos regimes que tenham efeitos estruturantes, designadamente o da interruptibilidade;
3. O CT entende, que as alterações ao regime de interruptibilidade em vigor devem ser objeto de discussão pública, no sentido de permitir auscultação de todos os interessados e, em particular, os destinatários do regime;
4. O CT reitera a sua recomendação de eventual prolongamento do regime de interruptibilidade vigente, uma vez que o risco de vazio normativo subsiste.

Face ao exposto, o CT aguarda que lhe seja enviada pela ERSE a sua proposta de "*regime dos contratos de interruptibilidade*" prevista no n.º 1 do artigo 131.º do RRC.

Aprovado em 28 de janeiro de 2003.

⁶⁴¹ A saber: "(...) F - Interruptibilidade;

1. *Uma vez que poderá não estar concluído o novo regime de interruptibilidade, existe uma forte possibilidade de surgir um vazio regulamentar após 31 de dezembro de 2002.*
2. *O CT recomenda que a ERSE acautele esta hipótese estabelecendo, designadamente, o prolongamento do regime atualmente vigente até à entrada em vigor de novas regras.*



eletricidade



Período regulatório
2000-2002



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|--|--|
| <i>Armindo Vieira Santos</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira |
| <i>Artur Trindade</i> | Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses |
| <i>Carlos Botelho</i> | Um representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) |
| <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores: ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Fernando Ferreira</i> | Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores |
| <i>Joana Simões</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>João Pato Ribeiro</i> <i>Eduardo Quinta Nova</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Manuela Moniz</i> | Representante dos clientes não vinculados de eletricidade |
| <i>Raquel Santos</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas dos Consumidores |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Rabaça</i> <i>Maria do Céu Costa</i> (a partir de 21.09.2000) <i>Maria Cristina Portugal</i> (a partir de 23.10.2001) | <i>Representante do Instituto do Consumidor (Coordenador)</i> |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Vieira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003 ◆

O Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, dispôs sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT, estabelecendo que este é o "*órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços*"⁶⁴².

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "*... emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*" o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo"⁶⁴³.

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar proposta de tarifas reguladas e o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre a mesma no prazo máximo de 30 dias, após a receção da mesma.

Nos termos artigo 144.º do Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou por ofício à Presidente do Conselho Tarifário, o documento contendo a "*Proposta de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços em 2003*".

Refira-se que o Conselho Tarifário viu alargada a sua composição à Associação Nacional de Municípios Portugueses operada com o Decreto Lei n.º 200/2002, de 25 de setembro, encontrando-se ainda, por acautelar a representação específica dos consumidores da Região Autónoma da Madeira.

Finalmente, foram tidos em consideração na apreciação do CT os anexos e documentos complementares apresentados bem como, os esclarecimentos verbais que, a solicitação do Conselho Tarifário, foram prestados pela ERSE em 06/11/02 e 07/11/02.

Sobre o documento citado, emite a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário o seguinte parecer:

I

ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A - SISTEMATIZAÇÃO DO DOCUMENTO;

1. O CT, no [parecer](#) que emitiu em 2001 sobre a proposta de parâmetros para o triénio 2002-2004 e de tarifas e preços para 2002, recomendou à ERSE que, de futuro, um documento sintético e objetivo que atendesse exclusivamente aos elementos que estão na origem da proposta de tarifas e respetiva justificação.
2. O documento ora apresentado pela ERSEI seguindo uma estrutura diferente da de anos anteriores é facilitadora da consulta e tende no sentido daquela recomendação.
3. Contudo, entende o CT que o esforço de sintetização do documento deve ser continuado, admitindo-se embora que o tratamento, pela primeira vez, da matéria respeitante ao alargamento às Regiões Autónomas, tenha dificultado tal objetividade.
4. De igual modo, o CT recomenda que o texto do documento final seja trabalhado por forma a torná-lo mais claro e compreensível quanto às razões e justificações das medidas adotadas.

⁶⁴² Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁴³ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

**B - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS;**

1. Constata-se a omissão de dados referentes à comparação internacional de tarifas e preços cuja utilidade tem sido reiterada pelo Conselho Tarifário.
2. Atenta a recomendação emitida pela CT em 2001 no sentido do desenvolvimento pela ERSE de uma metodologia específica a seguir na comparação de preços e tarifas e a resposta então dada no sentido da participação da ERSE num grupo de trabalho internacional com esse objetivo, o CT questiona a ERE sobre a evolução e resultados desse grupo de trabalho e a previsão de datas para sua apresentação.

C - ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. O alargamento da regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas, que ocorre no primeiro ano em que seria possível proceder à análise dos parâmetros fixados e pressupostos assumidos (2002-2004) estabelecidos com base num novo regulamento tarifário (2001) tem, para além doutros, os seguintes efeitos:
 - a) a menor visibilidade dos impactos da aplicação daqueles parâmetros e pressupostos;
 - b) a suspensão/adiamento da convergência tarifária para a aditividade no SEP,
2. O CT está consciente do esforço que o alargamento da regulação com convergência tarifária às Regiões Autónomas exige dos consumidores do Continente, recomendando por isso, à ERSE que:
 - a) Faça um maior esforço na explicação pública e respetiva divulgação da metodologia e processo utilizados para a convergência tarifária;
 - b) Tenha em conta, nessa explicação pública, a necessidade de particular, alguns paradoxos que transparecem (v.g. o preço médio da BTN proposta para o SEPM e SEPA passar a ser inferior ao do SEP);
 - c) Atento que o período regulatório das Regiões Autónomas é de um ano, promova rápida uniformização dos modelos de regulação económica entre as empresas do Continente e as empresas das Regiões Autónomas, acompanhada pelo estabelecimento de ganhos de eficiência e controlo de custos adequados às realidades em análise.
3. Sendo as tarifas e preços indissociáveis da qualidade do serviço prestado, a inexistência de regulamentação específica sobre qualidade de serviço nas Regiões Autónomas dificulta a apreciação da própria proposta de tarifário pelo que, o CT sugere que a ERSE envide esforços no sentido do preenchimento desta lacuna, indispensável à compreensão por parte dos consumidores, das alterações e flutuações tarifárias.

D - RETOMA DO PROCESSO DE CONVERGÊNCIA NAS TARIFAS DO SEP

1. Conforme referido⁶⁴⁴, o alargamento às Regiões Autónomas conduziu a uma suspensão do processo de convergência para a aditividade nas tarifas do SEP.
2. A título de exemplo, a tarifa de IP apresenta-se pouco competitiva face a uma eventual opção bi-horária com diagrama de cargas adaptado aos consumos IP, o que não deixa de ser prejudicial para os municípios⁶⁴⁵.
3. O CT recomenda à ERSE a urgente retoma do processo de convergência para a aditividade tarifária, privilegiando as tarifas que se encontram claramente mais afastadas.

⁶⁴⁴ Conf. supra em IC I.b).

⁶⁴⁵ Em 07/11102 a EDP apresentou ao CT um documento nesse mesmo sentido o qual ficou anexo à ata respeitante a essa reunião.

**E - PROCESSO DE REVISÃO DE TARIFAS PARA 2002 E DE PARÂMETROS PARA 2003 E 2004;**

1. O documento apresentado menciona, em nota de rodapé na página 104, a existência duma proposta da EDP Distribuição, sem que sobre a mesma exista qualquer apreciação.
2. O CT tomou conhecimento por informação dos representantes da EDP Distribuição de que a empresa apresentou, em 15 de setembro de 2002, uma proposta de revisão de tarifas de 2002 e dos parâmetros regulatórios para 2003 e 2004, e que o processo de fornecimento de informação complementar em curso teve a última informação por parte da EDP Distribuição à ERSE em 31 de outubro de 2002.
3. O CT sublinha o facto do processo desencadeado pela EDP Distribuição não se encontrar concluído à data de apresentação da proposta ou mesmo no decurso da discussão.

II**ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE****A - PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NA REGULAÇÃO TARIFÁRIA**

1. Em 25 de março do corrente ano foi publicado o Decreto-Lei n.º 69/2002 que Regiões Autónomas dos Açores e Madeira as competências da ERSE em matéria de regulação do setor traçando, também, como objetivo a convergência tarifária. Em conformidade, após discussão pública, foram alterados os regulamentos da competência da entidade reguladora.
2. Aquando da apreciação pelo CT do modelo tarifário a adotar na convergência, de 2002, considerando a data definida para o início da mesma - janeiro conhecimento das realidades subjacentes ao fornecimento de energia elétrica nas Regiões Autónomas e os elementos à data disponíveis, foram dificilmente perceptíveis os efeitos a curto e médio prazo da decisão tomada. É, assim, na discussão das tarifas e preços para 2003 resultantes do regulamento tarifário alterado e aplicado pela primeira vez em todo o território nacional que, de modo diferente, se percecionam esses efeitos e designadamente, se quantificam as repercussões do alargamento nas tarifas e preços do Continente.
3. Destaque-se ainda, como dificuldade acrescida, que este alargamento surge no contexto e sobrepõe-se ao processo de convergência para as tarifas aditivas iniciado no Continente em 2002.
4. C) CT não pode deixar de o custo resultante do processo de convergência adotado como sendo significativo para o nível de tarifas e preços propostos para o ano 2003, bem como quanto aos valores a repercutir em 2005.
5. Sem pôr em causa o princípio da cooperação e solidariedade nacional dos consumidores na correção das desigualdades resultantes da insularidade, o CT entende que teria sido desejável que a proposta da ERSE contivesse cenários alternativos ao apresentado.

B - REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

O CT tomou conhecimento⁶⁴⁶ e regista com preocupação que, contrariamente às expectativas criadas com as informações transmitidas ao Conselho Tarifário a que o [parecer](#) sobre a fixação de tarifas para 2002 aludiu, a remuneração dos terrenos das centrais do SEP constantes no património da REN continua por resolver.

⁶⁴⁶ Documento do Conselho Administração da REN ao Conselho de Administração da ERSE, anexo à ata do CT relativa à reunião de 30 outubro da 2002.



C - EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

1. A previsão dos níveis de consumo (emissão para a rede e fornecimento ao SEP e ao SENV) constitui uma variável da maior importância para a fixação de tarifas e preços e estabilidade nos proveitos das empresas reguladas.
2. Dai, ter o CT recomendado à ERSE em 2001 que, atento o clima de incerteza associado a períodos política e economicamente conturbados, acompanhasse de um modo particularmente atento e reativo, a evolução desta componente.
3. Sem prejuízo de outras medidas de carácter reativo que devam ser equacionadas, designadamente a própria revisão dos parâmetros fixados, face à conjuntura internacional e nacional previsível, entende o CT que o reajustamento em baixa das previsões de consumo efetuadas pela REN em Setembro de 2002, deveria ser seguido pela própria previsão da ERSE por forma a não sobrecarregar em demasia os desvios a repercutir em 2004, resultantes de fraca taxa de crescimento de consumos verificada neste ano de 2% contra a previsão de 41%).

D - CUSTOS CONTROLÁVEIS

1. O CT constata que não foi mantida na proposta de tarifas e preços para 2003 a mesma classificação de custos controláveis e não controláveis (v.g. as provisões para outros riscos e encargos liquidados são consideradas custos operacionais controláveis para 2003 tendo sido consideradas em custos operacionais não controláveis para 2002).
2. Não tendo sido justificada a alteração referida, o CT recomenda a manutenção duma mesma classificação para todo o período regulatório.

E - AJUSTAMENTOS DE 2001

O CT constata que o valor assumido para efeitos do cálculo do ajustamento na atividade de distribuição de energia elétrica é diferente daquele que a ERSE afirma ter considerado, a saber, o do balanço energético apresentado pela EDP Distribuição pelo que recomenda a verificação dos cálculos⁶⁴⁷.

F - INTERRUPTIBILIDADE

1. Uma vez que poderá não estar concluído o novo regime de interruptibilidade, existe uma forte possibilidade de surgir um vazio regulamentar após 31 de dezembro de 2002.
2. O CT recomenda que a ERSE acautele esta hipótese estabelecendo, designadamente, o prolongamento do regime atualmente vigente até à entrada em vigor de novas regras.

G - INVESTIMENTOS EM SISTEMAS INFORMÁTICOS;

1. O CT constata que a proposta da ERE dá um tratamento diferenciado aos investimentos informáticos admitidos à REN, à EDP Distribuição e à EEM, aceitando os que foram apresentados pela REN e da EEM.
2. Constata igualmente o CT que a proposta não se encontra fechada e está dependente de justificação complementar por parte das empresas reguladas.

⁶⁴⁷ Conf. Quadro 3-17, pág. 43 do documento intitulado "Análise do ano 2001 e cálculo dos ajustamentos a repercutir em 2003" em que o nível de perdas assumido é 8,9 em vez de 8,8.



H - PREÇO DO FUEL NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

1. Os custos referentes ao fuel na Região Autónoma dos Açores em 2003, representa 30% dos custos totais da EDA.
2. A eventual decisão de não subsídio do fuel por parte do Governo Regional⁶⁴⁸ representa um sobrecusto de 15 milhões de euros para o mesmo ano de 2003, tendo sido este o valor considerado pela ERSE.
3. O CT recomenda à ERSE que.
 - a) Clarifique se a comparação que é feita dos custos do fuel entre as Autónomas e o Continente se refere a produtos homólogos;
 - b) Promova as análises jurídicas e económicas tendentes à avaliação dos pressupostos e consequências dos compromissos assumidos no contrato celebrado entre o Governo Regional e o atual fornecedor da Região Autónoma face ao novo contexto regulatório;

I - REGIME EXCECIONAL EM MAT E AT;

1. A atual proposta da ERSE não menciona qualquer regime de limitação aos aumentos de preços de energia individuais assumindo, dessa forma, a extinção natural do regime excecional que vigorou para os clientes de MAT e AT, previsto no despacho ERSE de 9 de agosto de 2002.
2. O CT entende que a ERSE deve, em tempo, analisar o perfil de consumo verificado em 2002 nestes consumidores.

J - OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO;

1. Na proposta de tarifas apresentada pela ERSE verifica-se que subsistem, nas Regiões Autónomas, opções tarifárias dependentes do uso. o que contraria o princípio da não existência de subsídio cruzada.
2. Embora o CT esteja ciente de que este facto tende a ser eliminado em futuros tarifários, receia que a publicação dessas tarifas em conjunto com as do SEP dê origem a movimentos visando a criação, também no continente, opções tarifárias dependentes do uso pelo que, recomenda à ERSE que, no despacho que torne públicas as tarifas, justifique muito claramente a manutenção e transitoriedade das opções mencionadas.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 15 de novembro de 2002.

⁶⁴⁸ Atento o texto da proposta relativamente a este assunto (v.g. pág. 138) foram solicitados pelo CT os elementos relativos ao contrato que vincula a empresa regulada, os quais foram juntos em 07/11/02 e se encontram anexos à ata da reunião daquele dia. Igualmente em 11/11/02 e 12/11/02 foram juntos como documentos complementares dois ofícios do Gabinete do Secretário Regional da Economia dos Açores dando novas explicações relativas ao preço do fuel. os quais ficam também em anexo às atas respeitantes às reuniões.



◆ Resposta da ERSE ◆

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA GENERALIDADE

A - SISTEMATIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário emitido em novembro de 2001, no sentido de sintetizar o documento da proposta tarifária, limitando-o aos elementos que estão na origem da proposta e respetiva justificação, o documento principal da proposta foi dividido em vários documentos. Neste sentido, foram entregues ao Conselho Tarifário para apreciação, em 15 de outubro de 2002, os seguintes documentos:

1. Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003.
2. Análise das previsões das empresas para 2003.
3. Análise do ano de 2001 e cálculo dos ajustamentos a repercutir em 2003.
4. Caracterização da procura de energia elétrica em 2003.
5. Descrição do sistema tarifário e da metodologia de cálculo das tarifas.
6. Estrutura dos proveitos proporcionados pelas tarifas de energia elétrica em 2003.
7. Evolução do desempenho das empresas do setor elétrico.
8. Localização dos períodos horários das tarifas de energia elétrica na RAM.

A organização da proposta de tarifas e preços em vários documentos teve por objetivo sintetizar no documento principal os seguintes aspetos mais relevantes:

Enumeração das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a fixar pela ERSE.

Principais alterações introduzidas na regulação tarifária pela extensão das competências da ERSE às Regiões Autónomas.

Breve enquadramento da situação económica nacional e internacional.

Definição e justificação dos proveitos permitidos para cada uma das atividades das empresas reguladas.

Definição das tarifas a vigorar em 2003.

Definição e justificação dos parâmetros de regulação que entram em vigor em 2003.

Definição dos preços dos serviços regulados a vigorar em 2003.

Análise do impacto das decisões tomadas.

Os restantes documentos analisam informação relevante para o estabelecimento das tarifas e preços, servindo de suporte às decisões tomadas. É a relevância do tema que justifica a sua apresentação autónoma, sendo a sua leitura e análise fundamental para a plena compreensão da proposta apresentada.

Recorda-se também ao Conselho Tarifário que, após a entrega da informação por parte das empresas a 15 de Setembro, a ERSE dispõe de 30 dias para verificar a sua suficiência e coerência, elaborar as análises necessárias à compreensão dos dados e valores apresentados, avaliar o desempenho das empresas reguladas, compreender as suas propostas para o futuro, avaliar as justificações enviadas, pedir informação ou justificações adicionais quando tal se revele necessário, calcular os proveitos permitidos, caracterizar a procura de energia elétrica, calcular as tarifas, efetuar simulações do comportamento económico-financeiro das empresas, determinar e justificar parâmetros de regulação, efetuar as simulações



necessárias à avaliação do impacto das decisões tomadas e por último preparar os documentos para entregar ao Conselho Tarifário.

O Conselho Tarifário dispõe então dos 30 dias seguintes para elaborar o seu parecer.

A partir do ano de 2002, a ERSE, para além da regulação da REN e da EDP Distribuição, passou também a regular as duas empresas que operam no setor elétrico público das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. Pelo facto de se tratar de empresas de menor dimensão que as do Continente, tal não significa que o volume de informação a tratar seja menor. A especificidade das regiões, acrescida do facto de ser o primeiro ano de regulação destas empresas, obrigou a um esforço adicional que julgamos estar patente nos documentos entregues ao Conselho Tarifário.

O prazo disponível para analisar a informação das empresas reguladas, tomar decisões sobre as tarifas para o Continente e Regiões Autónomas e produzir os documentos justificativos necessários é demasiado curto, pelo que a ERSE irá em breve apresentar uma proposta de revisão das datas de entrega da informação por parte das empresas reguladas, do formato dessa informação, e das justificações de que deve ser acompanhada.

B - COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

Na sequência do já afirmado anteriormente, considera-se importante a realização de comparações internacionais de tarifas e preços de energia elétrica, designadamente com os seguintes objetivos:

1. Comparar preços de energia em segmentos não liberalizados, como seja o setor doméstico.
2. Comparar preços de energia em mercados liberalizados. A ERSE participa num grupo de trabalho constituído no âmbito do CEER em colaboração com o EUROSTAT, que tem por objetivo a comparação de preços em mercados liberalizados. Este grupo desenvolveu o seu trabalho ao longo de 2002 e espera apresentar resultados em 2003.
3. Comparar tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição. A ERSE participa, no âmbito do CEER, num grupo de trabalho que tem por objetivo elaborar estudos relativos à harmonização das tarifas de acesso às redes. A primeira tarefa deste grupo será elaborar uma análise dos sistemas de tarifação de redes nos vários países, que poderá posteriormente dar origem a uma comparação de tarifas de acesso às redes.

Em resposta ao pedido do Conselho Tarifário elaborou-se um novo documento que se junta aos inicialmente entregues ao Conselho com o título "Comparação dos preços de energia elétrica a 1 de janeiro de 2002".

C - ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

O alargamento das competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira teve consequências diversas, nomeadamente na complexidade adicional introduzida na regulamentação tarifária. Com efeito, o regulamento tarifário, para além de toda a formulação necessária ao cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, estabelece também de forma clara todos os processos de convergência tarifária que estão a ocorrer em simultâneo. Por um lado, as tarifas do Continente estão a convergir para um sistema de tarifas aditivo, e por outro lado, as tarifas das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores estão a convergir para o mesmo sistema de tarifas aditivas do Continente. No documento final agora publicado, a ERSE tenta explicar com maior detalhe e clareza os diversos processos de convergência.

Os processos de convergência estabelecidos no atual Regulamento Tarifário foram propostos pela ERSE no âmbito das revisões regulamentares ocorridas em 2001 e em 2002. As propostas foram amplamente debatidas com todos os interessados através de audições públicas e da receção de comentários escritos. No entanto, reconhecendo que existem metodologias de convergência tarifária alternativas, a ERSE irá



iniciar estudos no sentido de avaliar as vantagens e inconvenientes de introduzir uma alteração ao Regulamento Tarifário nesta fase do processo de regulação.

Relativamente à regulação económica das empresas das Regiões Autónomas, a ERSE já iniciou os estudos correspondentes.

No ponto 3, o Conselho Tarifário recomenda que a ERSE "envide esforços" por forma a que a lacuna regulamentar relativa à qualidade de serviço atualmente existente naquelas Regiões Autónomas seja preenchida.

As razões apresentadas nesta recomendação do parecer do Conselho Tarifário são perfeitamente justificadas e assumem inteira pertinência, particularmente no que se refere à defesa dos consumidores.

Contudo, em matéria de Regulamento da Qualidade de Serviço, não compete à ERSE promover as iniciativas processuais no sentido de preencher a lacuna regulamentar invocada pelo Conselho Tarifário.

No âmbito da adaptação dos regulamentos às Regiões Autónomas – Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento de acesso às redes e às Interligações e Regulamento da Qualidade de Serviço – o n.º 2 do Artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, que alargou as competências da ERSE a essas Regiões, dispõe que as adaptações destes regulamentos serão efetuadas pelas entidades e nos termos previstos no Artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho. Ora, por força deste preceito, compete à Direcção-Geral de Energia elaborar e aprovar o Regulamento da Qualidade de Serviço. Nestes termos, o processo necessário e adequado à adaptação deste regulamento às Regiões Autónomas deve ser desencadeado e conduzido pela Direcção-Geral de Energia, salvo melhor opinião.

À ERSE compete, de acordo com os seus Estatutos (Artigo 8.º, alínea e)), aplicar e verificar o cumprimento do Regulamento da Qualidade de Serviço, não tendo, nos termos evidenciados, a competência para o emitir.

D - RETOMA DO PROCESSO DE CONVERGÊNCIA NAS TARIFAS DO SEP

A retoma do processo de convergência das tarifas do SEP para um sistema de tarifas aditivas depende de inúmeros fatores, nomeadamente da evolução dos principais custos determinantes das tarifas e dos custos com a convergência das tarifas das Regiões Autónomas com as do Continente. A evolução dos valores em causa ditará a possibilidade de retomar o processo de convergência interno.

Note-se, no entanto, que as tarifas estabelecidas para o Continente em 2003 incorporam já grande parte dos custos da convergência com as Regiões Autónomas pelo que, em 2004, se os valores em causa se mantiverem constantes, é possível que o acréscimo tarifário não atinja o limite regulamentarmente estabelecido (variação do índice de preços implícito no consumo privado) permitindo retomar o processo de convergência nas tarifas do SEP.

E - PROCESSO DE REVISÃO DE TARIFAS PARA 2002 E DE PARÂMETROS PARA 2003 E 2004

A ERSE recebeu da EDP Distribuição, em 31 de outubro de 2002, informação complementar sobre uma proposta de revisão de tarifas de 2002 e dos parâmetros regulatórios para 2003 e 2004, anteriormente apresentada.

Tal como estabelecido no Regulamento Tarifário, trata-se de um processo distinto do processo de determinação de proveitos e tarifas, com trâmites e calendários diferentes. A proposta da EDP Distribuição está a ser analisada, devendo o Conselho Tarifário ser oportunamente informado sobre o êxito dessa análise.

A referência feita na página 104 da proposta da ERSE a este documento deve-se ao facto de se ter considerado que a informação entregue pelas empresas até 15 de setembro deve ser analisada desde que



seja considerada relevante para o processo em causa. De forma coerente, a informação enviada após 15 de setembro não foi incorporada na decisão final.

COMENTÁRIOS À ANÁLISE DA PROPOSTA NA ESPECIALIDADE

A - PRINCIPAIS ALTERAÇÕES NA REGULAÇÃO TARIFÁRIA

Reconhece-se que a disponibilização de cenários alternativos teria sido útil na apreciação dos valores relativos à convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente. Contudo, os prazos estabelecidos para a fixação de tarifas inviabilizaram que tal fosse concretizado.

Importa referir que o valor não incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema deverá ser suportado pelos clientes de cada Região Autónoma. Contudo, a necessidade de acautelar os impactos tarifários daí resultantes e de assegurar a convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, conduz à limitação do valor a repercutir nas tarifas de venda a clientes finais de cada Região Autónoma no ano 2003.

No cenário adotado para o estabelecimento de preços e tarifas para 2003 considerou-se que este valor seria determinado por forma a proporcionar a igualdade do preço médio global em cada Região Autónoma (resultando em 0,1111 €/kWh), situando-se ambos à distância de 6,4% em relação ao preço médio equivalente no SEP (que é de 0,1044 €/kWh).

B – REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS NAS CENTRAIS DO SEP

A solução deste problema está neste momento dependente de decisões do Governo e julga-se que será resolvido em breve.

Com efeito, em 12 de outubro de 2001, por carta de S.E. o Senhor Secretário de Estado Adjunto do Ministro da Economia a ERSE foi informada que "[...] no ambiente de crescente liberalização do mercado interno de eletricidade, e na perspetiva da construção de um mercado ibérico de eletricidade em 2003, importa corrigir rapidamente a anomalia legislativa de 1995, que impôs à REN a posse de terrenos de centros electroprodutores do Sistema Elétrico de Serviço Público, privando simultaneamente os produtores dessa mesma posse. Trata-se de uma situação sem paralelo noutros países da União Europeia e que, no quadro atual de liberalização e de integração dos mercados energéticos, é suscetível de prejudicar gravemente o pleno exercício da liberdade empresarial das empresas energéticas portuguesas.

A transferência dos terrenos dos centros electroprodutores da REN para os respetivos produtores deverá ocorrer no âmbito do processo de reestruturação do setor elétrico acima referido, sendo enquadrada adequadamente dos pontos de vista contratual e legislativo."

Na conferência sobre "Liberalização e Regulação do Mercado da Energia em Portugal", ocorrida na Confederação da Indústria Portuguesa, em 18 de outubro de 2002, S.E. o Senhor Ministro da Economia afirmou que "[...] do lado português, iniciaremos muito brevemente o processo de renegociação/extinção dos Contratos de Aquisição de Energia. Este processo torna-se imprescindível para que exista um verdadeiro mercado de eletricidade."

C – EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A ERSE analisou com detalhe toda a informação relevante que possuía em 15 de setembro sobre a evolução dos consumos, quer os valores históricos, quer os valores previsionais entregues pelas empresas reguladas. Refira-se que as previsões de consumos de energia elétrica enviadas pela REN e pela EDP Distribuição a 1 de maio eram previsões coerentes e constituíam um balanço de energia elétrica consolidado de ambas as empresas. A 15 de setembro, a REN alterou as suas previsões enviando valores previsionais inferiores, tendo a EDP Distribuição optado por manter as previsões efetuadas em maio.



As razões dos valores adotados pela ERSE para efeitos de cálculo tarifário estão devidamente apresentadas na proposta entregue ao Conselho Tarifário. Não se compreendem os motivos que levam a EDP Distribuição a anexar ao parecer do Conselho Tarifário um documento de "Atualização da procura de energia elétrica em 2002-2003" quando sabe que, de acordo com as regras estabelecidas no Regulamento Tarifário, toda a informação que as empresas julguem relevante para o cálculo das tarifas, nomeadamente a atualização dos balanços de energia elétrica, deve ser enviada à ERSE até 15 de setembro. Esta disciplina relativamente à data de entrega de informação deve ser preservada, não podendo a ERSE tomar em consideração informação que, tendo uma data limite de entrega, é enviada em simultâneo com o parecer do Conselho Tarifário.

D – CUSTOS CONTROLÁVEIS

A inclusão da rubrica "provisões para outros riscos e encargos líquidos" como custo controlável é justificada por se considerar que esta classificação traduz melhor o âmbito deste custo. Refira-se ainda que a evolução do conceito de custos controláveis em nada afeta a aceitação dos valores dos custos e proveitos para efeitos de regulação, uma vez que os critérios presentes neste processo pela ERSE continuam a ser os mesmos. Trata-se, apenas, de uma alteração em termos de apresentação gráfica.

E – AJUSTAMENTOS DE 2001

O valor da taxa de perdas de energia elétrica apresentada no quadro final de apuramento do ajustamento do ano t-2 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica foi sempre apresentado com uma casa decimal, apesar de não estar regulamentado qual o grau de precisão com que se deve tratar este parâmetro. Os valores considerados pela ERSE, que originam o balanço de energia elétrica global consistente para 2001, determinaram um valor para a taxa de perdas na distribuição de 8,85282% (8,9%, valor apresentado). Tendo em conta que o valor das perdas de energia elétrica é um valor apurado por diferença, dependente da precisão do valor das energias entradas e saídas que lhe dão origem, aceitou-se rever o valor assumido pela ERSE na proposta, tendo-se considerado no cálculo final do ajustamento referente a 2001 uma taxa de perdas de 8,85%.

Uma vez que a significância do valor deste parâmetro influencia o valor do ajustamento desta atividade, a ERSE irá definir qual o grau de precisão a ser considerado em futuros ajustamentos.

F – INTERRUPTIBILIDADE

O n.º 2 do Artigo 108.º do Regulamento de Relações Comerciais estabelece que "Até 31 de março de 2002 a entidade concessionária da RNT, através da sua função agente comercial do SEP, apresentará à ERSE uma proposta com as condições gerais a integrar os contratos de interruptibilidade, bem como os critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos". Por sua vez, a ERSE deveria aprovar o regime destes contratos até 30 de junho de 2002.

A REN enviou em 27 de maio de 2002 uma proposta que a ERSE considerou incompleta tendo solicitado a sua reformulação no sentido de que "[...] o texto a publicar seja suficientemente preciso e completo, definindo todas as variáveis em jogo, deixando para as condições específicas dos contratos apenas os valores dessas variáveis (potência, tempo, etc.). Importa igualmente que o texto não ofereça dúvidas quanto à objetividade dos critérios de seleção e da sua aplicação, confidencialidade e publicação da informação fornecida pelos agentes, etc."

A REN enviou nova proposta no dia 14 de novembro de 2002. A ERSE está a analisar a nova proposta e em breve comunicará a sua decisão.



G – INVESTIMENTOS EM SISTEMAS INFORMÁTICOS

A ERSE esclarece o Conselho Tarifário que não foi dado tratamento diferenciado aos investimentos informáticos admitidos às empresas reguladas, pois para todas elas se considerou a totalidade dos investimentos informáticos propostos.

Relativamente à EDP Distribuição, o que está em causa é a não aceitação, no meio de um período de regulação, da alteração dos critérios de repartição do investimento entre níveis de tensão. Reiterando o que já afirmámos na proposta, alterações significativas da estrutura de repartição de custos e investimentos têm impacto direto nas tarifas por nível de tensão, sendo causadoras de instabilidade tarifária, pelo que devem ser introduzidas gradualmente, à semelhança da introdução de alterações de estrutura tarifária.

H – PREÇO DO FUEL NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A ERSE irá promover, em conjunto com os estudos de regulação económica das empresas das Regiões Autónomas, estudos necessários à melhor compreensão do valor dos encargos com combustíveis nas regiões. Em particular para a Região Autónoma dos Açores, proceder-se-á à avaliação das consequências tarifárias dos compromissos assumidos no contrato celebrado entre o Governo Regional e o atual fornecedor de combustível da Região.

I - REGIME EXCEPCIONAL EM MAT E AT

As tarifas de venda a clientes finais opcionais estabelecidas através do Despacho n.º 17573-C/2002, vigoraram unicamente durante o ano de 2002. Estas tarifas opcionais têm carácter excecional e foram estabelecidas com o objetivo de limitar os impactes na faturação de cada cliente, que resultam da alteração em 2002 das variáveis de faturação das tarifas de venda a clientes finais do SEP, situação que não se verifica no SEP para 2003.

A redução de proveitos desta limitação e o consequente ajustamento tarifário daí decorrente será suportado unicamente pelos clientes do mesmo nível de tensão, não ocorrendo qualquer subsídição cruzada entre níveis de tensão.

A ERSE solicitará à EDP Distribuição informação sobre os consumos dos clientes finais em MAT e AT de 2002 por forma a poder avaliar os impactes na faturação de cada cliente decorrentes das alterações na estrutura das tarifas de venda a clientes finais destes níveis de tensão, à semelhança do efetuado em relação aos consumos de 2001.

J – OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO

As tarifas dependentes do uso da energia elétrica aplicáveis nas Regiões Autónomas têm carácter transitório e a sua não eliminação imediata tem como objetivo minorar eventuais impactes na faturação de cada cliente. Estas tarifas transitórias, à semelhança de todas as outras tarifas, estarão sujeitas ao mecanismo de convergência para tarifas aditivas.

De acordo com o estabelecido nos Artigos 1.º e 2.º do Anexo I do Regulamento Tarifário, as tarifas dependentes do uso vigorarão transitoriamente em 2003 e 2004 no SEPA e no SEPM.

De acordo com a observação do Conselho Tarifário, a transitoriedade destas tarifas dependentes do uso será evidenciada no despacho que publica as tarifas a vigorar em 2003.



◆ Alteração das tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE e em MAT e AT ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que estabelece não apenas as disposições relativas à nova organização e funcionamento, como ainda a manutenção em funções dos membros do Conselho Tarifário (CT), regulado nos artigos 45.º e seguintes dos Estatutos anexos ao mencionado diploma, sendo da competência do Conselho de Administração da ERSE promover a constituição do Conselho Tarifário na nova composição resultante dos estatutos acima referidos⁶⁴⁹.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos da legislação em vigor, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços, o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 18413A/2001 publicado no *Diário da República* n.º 203/01 (II Série - Suplemento - 1 de setembro de 2001), e nele se definem as tarifas reguladas, bem como o processo de determinação e fixação das tarifas.

Nos termos dos artigos 98.º e 99.º do Regulamento Tarifário, a ERSE pode, em qualquer momento, iniciar um processo de alteração de tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pelos distribuidores vinculados ou por associações de consumidores.

O Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário, o documento intitulado "*Proposta de alteração das tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE e em MAT e AT*"⁶⁵⁰.

Emite o Conselho Tarifário, sobre a proposta, o seguinte parecer:

I - NOTA PRÉVIA

O CT regista o escasso período de tempo disponível para analisar a matéria constante da proposta, atento ao momento em que foi apresentada e à constatação da impossibilidade de agendamento de reuniões com presença todos os seus membros.

Assim, o CT, por forma a não protelar a elaboração do presente parecer, viu-se impelido ao encurtamento dos prazos de apreciação previstos no seu Regimento Interno.

Neste contexto, o CT pronuncia-se exclusivamente sobre as propostas e valores apresentados - *Proposta de tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE a vigorar excepcionalmente no quarto trimestre de 2002 (infra 11/1.)* e *Proposta de tarifas opcionais de venda a clientes finais em MAT e AT a vigorar transitoriamente em 2002 (infra 11/2.)* - escusando-se tecer observações complementares sobre a justificação e processo aí descrito.

O referido documento merece as apreciações, na generalidade e na especificidade, expostas de seguida:

II - ANÁLISE NA GENERALIDADE

A proposta apresentada pela ERSE incide sobre duas vertentes, a saber:

- (i) a primeira, que visa uma redução das tarifas em MT e BTE no 4.º trimestre de 2002, tendente a corrigir um desajuste das variáveis de faturação supostas aquando da fixação das tarifas de 2002 e,

⁶⁴⁹ Conf. artigo 5.º, n.º 3.

⁶⁵⁰ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



- (ii) a segunda, pretendendo atenuar o impacto da variação do preço médio da energia elétrica sobre os clientes finais de MAT e AT provocado pela introdução, em 2002, da nova estrutura tarifária;

Regista este Conselho a morosidade e notória dificuldade de trocas de informações, entre o regulador e o regulado EDP Distribuição, sobre os impactos da nova estrutura tarifária iniciada em janeiro 2002, culminando nesta proposta de revisão excepcional aplicada no segundo semestre e com período de validade até ao final do ano.

Ainda, presume o CT que as alterações ora propostas, de carácter excepcional, não prejudicam os ajustes trimestrais dos preços, que se encontram previstos no n.º 11 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário.

III - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

1. Proposta de tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE a vigorar excepcionalmente no quarto trimestre de 2002⁶⁵¹

- 1.1. Observa-se que a proposta de redução das tarifas em MT e BTE a aplicar no 4.º trimestre de 2002, com o objetivo de corrigir um desajuste das variáveis de faturação consideradas aquando da fixação das tarifas de 2002, não aparentando ter um impacto significativo nas tarifas, tão pouco fere qualquer princípio base.
- 1.2. Propondo a ERSE que a revisão seja já refletida no 4.º trimestre de 2002, em vez de, como resultaria da regra geral, ao longo de 2004, a redução relativa proposta pode configurar a emissão de sinal positivo aos clientes de MT e BTE.

2. Proposta de tarifas opcionais de venda a clientes finais em MAT e AT a vigorar transitoriamente em 2002⁶⁵²

- 2.1. O CT, tendo em vista a minimização dos impactos excessivos na variação dos preços refletidos individualmente a clientes em AT e MAT em resultado da nova estrutura tarifária, não obsta à fixação de limitações máximas a essa variação por um período transitório.
- 2.2. Assim, o CT aceita a proposta concreta da ERSE que conduzirá à limitação individual da variação do preço médio da energia elétrica, no seguimento de propostas apresentadas pela EDP Distribuição.
- 2.3. Nota-se contudo, que a proposta não concretiza a forma como se irá recuperar a perda de proveitos consequente à introdução do referido limite, adiantando apenas que vigorará transitoriamente e deverá ser diluída no tempo e por nível de tensão⁶⁵³.
- 2.4. Sublinha o CT que a aplicação desta medida deve ser, em concreto, balizada pelo princípio inultrapassável de inexistência de subsidiação cruzada ou seja, pela circunscrição da repercussão da medida nas tarifas do mesmo nível de tensão.
- 2.5. Sugere-se, aliás, que a revisão do regulamento tarifário, prevista para breve, dada a necessidade de extensão às regiões autónomas, estabeleça de forma clara e inequívoca, com introdução das fórmulas adequadas, que, no tratamento de matérias relacionada com desvios, estes devem ficar circunscritos ao nível de tensão em que se verifiquem.

Aprovado em 18 de julho de 2002.

⁶⁵¹ Conf. página 61 e seguintes.

⁶⁵² Conf. página 95 da proposta.

⁶⁵³ Conf. página 95 da proposta.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental ◆

I - INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário⁶⁵⁴, cuja composição, competência e funcionamento encontram-se reguladas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços para energia elétrica e outros serviços, o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 18 413A/2001 publicado no *Diário da República* n.º 203, II Série (Suplemento), de 1 de setembro de 2001 e nele se definiram as tarifas reguladas, bem como, o processo de determinação e fixação das tarifas.

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar proposta de tarifas reguladas e, o Conselho Tarifário, deve emitir parecer sobre a mesma, no prazo máximo de 30 dias após a sua receção.

O Conselho de Administração da ERSE enviou por ofício, à Coordenadora do Conselho Tarifário, o documento intitulado "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental*"⁶⁵⁵, para que o Conselho Tarifário emita parecer nos termos do Regulamento Tarifário.

Complementarmente, foram prestados pela ERSE esclarecimentos às questões elaboradas pelo Conselho Tarifário em 31/10/01 e 09/11/01 respetivamente, em 07/11/01 verbalmente e em 12 de novembro de 2001, por escrito. Foram, ainda, fornecidas pela ERSE, na reunião de 07/11/01, retificações ao documento inicial.

Sobre o documento atrás citado, tendo em conta as retificações enviadas, os esclarecimentos complementares referidos e os documentos apresentados nas várias sessões, quer pelo Regulador, quer pelas empresas reguladas, o Conselho Tarifário emite, nos termos das disposições legais e regimentais em vigor, o seguinte parecer:

II - ANÁLISE NA GENERALIDADE

- 1.1. Constata-se que os documentos relativos à fixação de tarifas, remetidos para apreciação do Conselho Tarifário, têm vindo a aumentar em tamanho e complexidade o que dificulta a sua análise no período de tempo que tem para emitir parecer.
- 1.2. Para efeitos de emissão de parecer por parte de CT, é essencial que o documento elaborado pelo Regulador identifique as propostas de forma clara e objetiva, os fundamentos, as metodologias seguidas e suas demonstrações.
- 1.3. Por forma a permitir o desempenho atempado das funções que lhe são cometidas, e sem prejuízo da elaboração de um documento final mais extenso e explicativo, o Conselho Tarifário recomenda que a ERSE privilegie, doravante, um documento sintético e objetivo que atenda, exclusivamente, aos elementos que estão na origem da proposta apresentada e respetiva justificação. Esse documento

⁶⁵⁴ Conf. alínea c) do n.º 1 do artigo 7.º dos Estatutos da ERSE.

⁶⁵⁵ Doravante podendo ser abreviadamente designado por documento ou proposta sem referência complementar.



sintético dispensaria a reprodução de parte dos gráficos e quadros apresentados pelas empresas reguladas, os quais, fora do contexto em que foram elaborados, contribuem para perturbar a lógica subjacente à proposta do Regulador.

- 1.4. Um conjunto significativo de questões colocadas no decurso das discussões havidas no Conselho Tarifário, prendem-se com os pressupostos metodológicos adotados pela ERSE e sua diferença conceptual relativamente aos pressupostos das próprias empresas.
- 1.5. Este facto, associado ao de, pontualmente, a proposta poder ter apresentado melhor justificação, foi causador de impasse no seio do Conselho Tarifário que se viu confrontado com a discussão daqueles pressupostos na fixação das tarifas e parâmetros, sem que tenha sido possível demonstrar de modo inequívoco nem a insuficiência da proposta da ERSE, nem aceitar na íntegra pressupostos alternativos.
- 1.6. Com vista à cabal perceção dos problemas suscitados neste contexto, gerador de dúvidas e particularmente apto ao assinalar de incongruências de menor e maior relevo, acabaram por se revelar necessários esclarecimentos complementares por parte do Regulador e das empresas reguladas, que deram origem à apresentação sucessiva de documentos e estudos no decurso das sessões realizadas, acrescentando dificuldades à análise da proposta;
- 1.7. A fim de evitar a transferência para o seio do Conselho Tarifário daquelas dificuldades e as inerentes tensões e permitir a este órgão uma discussão mais produtiva, o Conselho Tarifário entende ser imperioso maior diálogo e concertação preliminares sobre as bases de trabalho conducentes à fixação de tarifas e parâmetros.
- 1.8. O Conselho Tarifário sublinha ainda, como generalidade, a importância da componente da estabilidade tarifária conseguida através da regulação. No entanto, manifesta preocupação com o equilíbrio intersetorial dos mercados de energia para o que, por certo, contribuirá a anunciada regulação conjunta do setor de energia elétrica e do gás, num enquadramento que fixe e promova mecanismos conducentes a uma justa concorrência.
- 1.9. Finalmente, o Conselho Tarifário sugere a alteração do título do documento passando a constar no mesmo "*Proposta de parâmetros para o triénio 20022004 e de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 Portugal continental*", em vez de "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental*".

III - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

1. Remuneração dos terrenos das centrais do SEP

- 1.1. O Conselho Tarifário constata que a taxa de remuneração dos ativos afetos aos terrenos dos centros electroprodutores do SEP foi fixada para todo o período regulatório em 0%.
- 1.2. O Conselho Tarifário nas anteriores apreciações que tem feito sobre esta matéria "(...) sempre recomendou à ERSE a reanálise do assunto no sentido do ressarcimento justo dos custos de capital pela aquisição dos sítios dos centros electroprodutores vinculados de acordo com o disposto na legislação aplicável"⁶⁵⁶. Solicitado esclarecimento quanto a este ponto, o Conselho Tarifário foi informado pela ERSE que estão em curso negociações entre a REN e o Governo com vista à resolução definitiva deste problema.

⁶⁵⁶ Conf. [parecer](#) do Conselho Tarifário de 14 de novembro de 2000.



2. Custos ambientais e custos de gestão da procura

- 2.1. O Conselho Tarifário sublinha a importância dos investimentos em matéria ambiental e de gestão da procura no quadro de uma estratégia de desenvolvimento sustentado e de consumo racional de energia, com efeitos benéficos para todo o sistema. Neste contexto, compreende-se que os custos associados sejam plenamente aceites nos termos do regulamento tarifário.
- 2.2. Os valores relativos a custos ambientais e de gestão da procura foram apresentados pela primeira vez, tendo a ERSE na sua proposta referido que "(...) não tendo sido apresentada qualquer justificação, estes valores não foram considerados pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento⁶⁵⁷.
- 2.3. Nos esclarecimentos apresentados ao Conselho Tarifário, o Regulador esclareceu que tais custos: (i) não foram identificados no anterior período regulatório e como tal não eram suscetíveis de ajustamentos a repercutir nas tarifas de 2002 e; (ii) embora não autonomizados, já se encontravam internalizados nos custos totais da empresa que serviram de base para a fixação das tarifas no anterior triénio.
- 2.4. Por forma a obviar dúvidas de interpretação, o Conselho Tarifário recomenda que, na proposta final, se clarifique e corrija a redação do citado texto.
- 2.5. Pese embora as razões invocadas, dado o carácter específico destes investimentos, o Conselho Tarifário não se oporia, a título excecional, a que se procedesse à consideração proporcional destes custos que foram submetidos a uma regulação por preço máximo, após análise crítica por parte do Regulador da justificação apresentada⁶⁵⁸.
- 2.6. Esta sugestão enquadra-se, aliás, na filosofia do novo regulamento tarifário, que reformula o enquadramento deste tipo de custos/investimentos e determina a apresentação, por parte das empresas reguladas, de planos de promoção da qualidade ambiental e de gestão da procura para cada período de regulação⁶⁵⁹.

3. Eficiência da distribuição

- 3.1. O Conselho Tarifário regista com preocupação a existência no anterior período regulatório de desvios significativos entre os valores previstos por parte da regulada EDP Distribuição e os verificados, destacando-se que:
 - a) os valores de custos controláveis verificados para o último triénio 1999-2001 se situaram, respetivamente, 5,7%, 8,7% e 14,4% acima do previsto.
 - b) o valor dos investimentos verificados se situaram, respetivamente, 12,9%, 18,4% e 16,8% abaixo do previsto.
- 3.2. A determinação dos proveitos permitidos para o início do novo período regulatório, através da aplicação de um fator corretivo sobre os custos verificados em 1998, como adotado pela ERSE, surge como uma medida ajustada, tendo em conta que constituem objetivos da regulação, não apenas a criação de incentivos, como também a fixação de ganhos de eficiência por parte da empresa regulada.
- 3.3. No que concerne a ganhos de eficiência para os anos de 2003 e 2004, ao Conselho Tarifário foram apresentados, para além da proposta da ERSE, estudos encomendados a consultores internacionais que, usando ou comentando metodologias distintas, conduzem a valores diferentes e conclusões dispares quanto à fixação do parâmetro.

⁶⁵⁷ Conf. pág. 314 e 318 da "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a partir de 2002".

⁶⁵⁸ Conf documento entregue pela empresa regulada EDP-Distribuição em cópia, no dia 12 de novembro 2001 e em original, no dia 13 de novembro 2001.

⁶⁵⁹ Conf. artigo 87.º, do novo Regulamento Tarifário.



3.4. Mau grado as explicações complementares já fornecidas pelo Regulador, a refletir certamente na proposta final, o Conselho Tarifário recomenda ainda melhor demonstração da justeza e exequibilidade do parâmetro de eficiência previsto para o próximo período regulatório, necessidade esta reforçada pela aparente inexistência de estudos que visem quantificar a elasticidade dos custos controláveis relativamente ao aumento previsto da procura.

4. Consumos de energia

- 4.1. O Conselho Tarifário regista que, desde o início da regulação, as previsões de consumo avançadas pela ERSE foram sempre as que mais se aproximaram dos valores verificados.
- 4.2. O Conselho Tarifário aprecia o facto das previsões apresentadas na proposta da ERSE, referirem que já espelham o novo enquadramento macroeconómico nacional e internacional, nomeadamente, o resultante dos acontecimentos verificados após os atentados do dia 11 de setembro de 2001.
- 4.3. A previsão dos níveis de consumo (emissão para a rede e fornecimento ao SEP e ao SENV) constitui uma variável da maior importância para a fixação de tarifas.
- 4.4. Dado o clima de incerteza sempre associado a períodos conturbados, o Conselho Tarifário recomenda que a ERSE acompanhe, de modo particularmente atento e reativo, a evolução desta componente.

5. Indicadores da Qualidade de Serviço

- 5.1. Num mercado cada vez mais concorrencial, a qualidade de serviço é uma questão com crescente importância que tende a constituir fator determinante nas opções de consumo e na competitividade das empresas.
- 5.2. A fixação de preços e tarifas deve, naturalmente, refletir a necessidade de cumprimento dos padrões de qualidade previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)⁶⁶⁰.

O documento elaborado pela ERSE, aflora levemente as questões relacionadas com a qualidade de serviço e, na vertente comercial, explicita apenas como indicador a evolução anual das reclamações "(...) em números absolutos e relativos por 100 clientes"⁶⁶¹, referindo ainda a inexistência de informação complementar disponível sobre a qualidade comercial⁶⁶².

- 5.4. Atenta a importância desta matéria, cujo desenvolvimento insuficiente é compreensível pela recente entrada em vigor do RQS, o Conselho Tarifário espera que as próximas propostas espelhem a evolução do binómio preço/qualidade.
- 5.5. Para além dos padrões de qualidade previsto no RQS, importa ter presente que o novo regulamento tarifário prevê a fixação de parâmetros com vista à melhoria da qualidade de serviço, a vigorar a partir do ano 2003.
- 5.6. A fim de possibilitar às empresas a planificação dos seus investimentos nesta área, o Conselho Tarifário entende ser de toda a utilidade e pertinência a fixação tão breve quanto possível de tais parâmetros, em moldes atrativos.

⁶⁶⁰ Despacho n.º 12917-A/2000, de 23 de junho.

⁶⁶¹ Conf. pág. 123 da "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a partir de 2002".

⁶⁶² Conf. pág. 122 da "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a partir de 2002".



6. Comparação internacional de tarifas

- 6.1. O Conselho Tarifário, no seu primeiro [parecer](#), em 29 de junho de 1998, sobre o documento apresentado pela ERSE intitulado "Comparação dos preços da eletricidade na União Europeia", refere "(...) para efeitos da verificação da satisfação do objetivo expresso no Acordo de Concertação Estratégica 1996/1999 (ACE): "fazer convergir os preços de eletricidade, no horizonte de 1999 .com esforços graduais a partir de 1997), com a média comunitária".
- 6.2. Em considerações finais, o Conselho Tarifário entendeu ainda, naquele parecer, que seria útil que a ERSE atualizasse anualmente, ainda que de forma resumida, aquele tipo de estudos.
- 6.3. Ora, o documento em apreciação pelo Conselho Tarifário apresenta, exclusivamente, a comparação com Espanha, justificando-o "(...) na perspetiva de construção de um mercado ibérico de eletricidade (...)"⁶⁶³.
- 6.4. Na sequência de pedido feito pelo Conselho Tarifário à ERSE, no sentido de apresentar a comparação internacional dos preços de eletricidade, foi remetido pelo Regulador um documento intitulado: "*Comparação dos preços de eletricidade para os consumidores domésticos, com e sem impostos, entre Portugal e Bélgica, França, Grécia e Itália*" países que, segundo refere a ERSE, "(...) não liberalizaram ainda o mercado doméstico, tal como Portugal".
- 6.5. Reconhecendo embora a complexidade e as limitações crescentes introduzidas pela progressiva liberalização, o Conselho Tarifário reitera que continua a ser útil, como referência indicativa, a comparação de tarifas publicadas⁶⁶⁴ na União Europeia, sem prejuízo de recomendar que a ERSE proceda à elaboração de uma metodologia específica a seguir na comparação de preços de mercado, manifestando a sua disponibilidade para se pronunciar sobre a mesma.

7. Conclusões

O documento apresentado pelo Regulador vem propor, em síntese, para a tarifa de venda a clientes finais, variações diferenciadas por nível de tensão que, em termos nominais, para o ano 2002, se cifram em:

- MAT: aumento no valor de 2,1%
- AT: aumento no valor de 2,2%
- MT: aumento no valor de 1,2%
- BTE: redução no valor de 0,3%
- BTN: aumento no valor de 1,6%

e ainda, a manutenção dos preços dos outros serviços regulados (v.g. preços de leitura extraordinária, quantia a pagar em caso de mora e interrupção e restabelecimento do fornecimento).

Face ao exposto e sem prejuízo das observações e recomendações supra efetuadas, o Conselho Tarifário entende que a proposta que lhe foi submetida:

- Traduz a aplicação do novo Regulamento Tarifário que tem por objetivo maior equidade e transparência na fixação das tarifas, designadamente evitando o cruzamento de subsídios entre as diversas categorias de consumidores;
- Está conforme aos objetivos da regulação garantindo, à entidade concessionária da Rede Nacional de Transportes e ao titular da licença vinculada de distribuição, a existência de condições

⁶⁶³ Conf. pág. 9 da "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços a partir de 2002".

⁶⁶⁴ Ao CT foram apresentados pela regulada EDP-Distribuição dados divulgados pelo EUROSTAT.



que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respetivas licenças;

- Respeita os objetivos da regulação, tendo em conta os interesses dos consumidores;
- Incorpora a experiência e um balanço crítico do primeiro período regulatório; e
- Coloca às empresas reguladas, em particular ao titular da licença vinculada de distribuição, um sério mas necessário desafio, reforçado no quadro da recém-anunciada construção do mercado ibérico.

Aprovado em 15 de novembro de 2001.



◆ Resposta da ERSE ◆

Dando cumprimento ao n.º 9 do artigo 98.º do Regulamento Tarifário, comenta-se de seguida o parecer emitido pelo Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002", recebido a 15 de novembro de 2001.

No seu parecer, o Conselho Tarifário aprova a proposta que lhe foi submetida e emite várias observações, gerais e específicas.

COMENTÁRIO GERAL SOBRE OS PROCEDIMENTOS DE FIXAÇÃO DAS TARIFAS

O Conselho Tarifário manifesta a necessidade de alterar o modelo de discussão das tarifas, evitando nomeadamente a crescente complexidade e extensão do documento escrito que lhe é submetido, assim como o excessivo detalhe técnico de algumas questões debatidas no seio do Conselho Tarifário, com ou sem a presença de administradores ou diretores da ERSE. Compreendemos a razão de ser desta posição, que apela a uma nova qualidade do diálogo entre as várias partes envolvidas.

Já em 2000, nos comentários ao parecer do Conselho Tarifário, tínhamos com efeito referido que "importa que o consenso seja o produto de um processo argumentativo cada vez mais elaborado e exigente, implicando também um diálogo mais intenso entre o Conselho Tarifário e a estrutura da ERSE."

Importa recordar que na base das tarifas estão dois elementos: o Regulamento Tarifário, por um lado, a informação e as propostas fornecidas pelas empresas reguladas, por outro lado. É a partir destes elementos que a ERSE elabora a proposta que submete à apreciação do Conselho Tarifário. A discussão objetiva sobre a fixação das tarifas requer uma explicação e justificação tão clara e completa quanto possível de ambas as propostas. A este propósito é útil recordar o que escrevemos nos comentários ao parecer do Conselho Tarifário em 2000:

"Se em 1998 se compreendia e aceitou que as empresas reguladas fornecessem dados e previsões sem qualquer explicação ou justificação, atendendo ao curto espaço de tempo disponível, já em 1999 e, por maioria de razão, em 2000, essa atitude é dificilmente compreensível.

Ao não explicarem e justificarem os números que enviam, as empresas reguladas dificultam o processo de fixação das tarifas, prejudicando a transparência e a eficiência de todo o processo. Como se sabe, a ERSE dispõe de apenas 30 dias para elaborar a proposta de tarifas a submeter até 15 de outubro ao Conselho Tarifário, com base na informação fornecida pelas empresas até 15 de setembro. A não apresentação em tempo útil dos pressupostos em que se baseiam as previsões das empresas reguladas tem vários inconvenientes:

- dificulta a compreensão das hipóteses adotadas pelas empresas;
- torna muito difícil a verificação da coerência entre informação fornecida pela entidade concessionária da RNT e informação fornecida pela distribuição vinculada;
- atrasa a correção de erros e incoerências no conjunto dos dados fornecidos, em colaboração com as empresas envolvidas;
- dificulta a avaliação de hipóteses alternativas e a realização de análises de sensibilidade;
- dilata desnecessariamente o período de "preparação da informação", em detrimento dos períodos de "processamento da informação" e "análise da informação";
- não promove um clima de confiança entre regulador e regulados.

No diálogo entre regulador e regulado, é a este que cabe o dever de fornecer a informação necessária, enquadrando-a e explicando-a convenientemente."



A ERSE vai preparar um documento, que será enviado às empresas reguladas, explicitando o conjunto mínimo de explicações e justificações dos dados a fornecer.

Espera-se que a aplicação dessas orientações permita, no futuro, à ERSE e ao Conselho Tarifário, melhor compreender e analisar as propostas das empresas, facilitando a elaboração da proposta da ERSE e a sua discussão no Conselho Tarifário.

CUSTOS AMBIENTAIS E CUSTOS DE GESTÃO DA PROCURA

Na determinação dos desvios ocorridos em 2000 a serem repercutidos nas tarifas de 2002 não foram aceites os custos relacionados com o ambiente e com projetos de gestão da procura, pelas seguintes razões:

- Em primeiro lugar, não se trata de desvios aos custos previstos, mas da globalidade dos custos, porque os valores previstos tinham sido nulos.
- Em segundo lugar, os parâmetros de regulação para o triénio 1999-2001 foram estabelecidos pela ERSE com base nos custos globais (incluindo os custos com o ambiente e a gestão da procura), pelo facto de as empresas de distribuição vinculada terem manifestado dificuldades em separá-los dos restantes custos.

As empresas de distribuição vinculada sabiam que desta forma os custos ambientais e de gestão da procura, ao serem incorporados no conjunto global de custos, ficavam sujeitos a uma regulação por preço máximo. O Regulamento Tarifário é claro neste domínio, e as empresas conheciam bem as suas regras. Na altura, a ERSE lamentou o facto de a empresa não aproveitar esta oportunidade de transferir os custos relativos ao ambiente e à gestão da procura para uma regulação baseada em custos aceites, e, portanto, não sujeita à disciplina imposta pela regulação por preço máximo. Considerou também que não sendo as empresas capazes de fazer esta repartição de custos, não deveria ser a ERSE a fazê-la.

O Conselho Tarifário sugere que a ERSE faça uma análise crítica da justificação apresentada, e refere um documento que lhe foi entregue pela empresa EDP Distribuição, no dia 13 de novembro, do qual a ERSE não tem, porém, conhecimento.

EFICIÊNCIA NA DISTRIBUIÇÃO

Apresenta-se de seguida o quadro com os valores utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para o ano 2002 e no cálculo do parâmetro X a utilizar nos anos 2003 e 2004.



| | 2002 | 2003 | 2004 |
|--|---------|---------|---------|
| Custos Controláveis (10^3 euros) | 328 087 | 324 531 | 320 185 |
| Custos Totais (10^3 euros) | 695 577 | 711 772 | 727 128 |
| Rentabilidade do activo (10^3 euros) | 238 590 | 232 306 | 226 222 |
| Proveitos antes do Ajustamento (10^3 euros) | 934 167 | 944 078 | 953 350 |
| Quantidades (GWh) | | | |
| AT/MT | 38 350 | 40 042 | 41 841 |
| BT | 21 425 | 22 692 | 24 034 |
| Custo unitário (euros / MWh) | | | |
| AT/MT | 10,23 | 9,77 | 9,31 |
| BT | 25,29 | 24,36 | 23,46 |
| IPC | | 3,0% | 2,8% |
| X | | | |
| AT/MT | | 7,5% | 7,5% |
| BT | | 6,7% | 6,5% |

Os valores agora apresentados diferem dos valores enviados ao Conselho Tarifário como resposta ao pedido de esclarecimento adicional, pelos seguintes motivos:

- Em resposta a um pedido da ERSE, a EDP Distribuição enviou no dia 15 de outubro informação adicional sobre a repartição do imobilizado em específico e não específico. Apesar de esta informação ser incompleta (não foi enviada a repartição do imobilizado por nível de tensão) e de a empresa ter respondido que "os dados agora enviados, são em nosso entender pouco relevantes para o cálculo dos parâmetros", a ERSE decidiu tomar em consideração esta informação, o que conduziu a uma repartição diferente do imobilizado por atividade e consequentemente a valores diferentes dos proveitos permitidos.
- A forma como se definiu o valor do parâmetro p na proposta pode trazer instabilidade nos proveitos permitidos para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica nos anos de 2003 e 2004, caso a estrutura de consumos entre os níveis de tensão de AT/MT e BT se altere face aos valores agora previstos.

Tendo em consideração que o valor dos proveitos permitidos para 2002 e dos proveitos permitidos esperados para 2003 e 2004 para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica não se alteram, calculou-se agora o valor do parâmetro AT/MT de forma análoga à do anterior período de regulação.

Esta mudança, não tendo impacte no valor dos proveitos permitidos, tem no entanto impacte no valor do fator X a aplicar ao parâmetro p. Ao calcular o valor de p como o quociente entre os proveitos permitidos e o valor total da energia entregue aos clientes nesse nível de tensão e no nível a jusante, o valor do parâmetro é inferior (em AT/MT) ao valor da proposta (que dividia os proveitos permitidos pelas entregas aos clientes naquele nível de tensão). Sendo o valor de p mais baixo, o valor de X, que traduz uma evolução dos proveitos permitidos idêntica aos da proposta, resulta mais elevado.

Esclarece-se adicionalmente o seguinte:

- A evolução dos custos controláveis da atividade de Distribuição de Energia Elétrica respeita a evolução da estrutura dos custos controláveis propostos pela empresa para as suas atividades, o que pressupõe uma evolução de 2,5% e 2,2%, respetivamente para os anos 2003 e 2004, conjugada com ganhos de eficiência estimados em cerca de 3,5% em cada um dos anos.



- Os custos controláveis de 2002 foram calculados supondo ganhos de eficiência entre 1999 e 2001 de 1,5% ao ano.
- Considerou-se o nível de custos controláveis de 2002 igual ao nível de custos controláveis de 2001, ou seja, não se considerou nenhuma redução de custos controláveis neste ano.
- Foram aceites na integra os custos não controláveis.
- Foi remunerado o imobilizado líquido não participado líquido de amortizações a uma taxa nominal de 9%.

No quadro seguinte apresentam-se os valores enviados pela EDP Distribuição à ERSE em setembro. Pretende-se mostrar o valor dos parâmetros de regulação implícitos nas previsões do distribuidor vinculado:

- Ganhos de eficiência de -14,2% e -4,1%, em AT/MT e de -7,5% e -1,6%, em BT, para 2003 e 2004 respetivamente (isto é, ganhos negativos em todos os níveis de tensão).
- Taxa de remuneração do imobilizado não participado líquido de amortizações em BT de 9% em 2002, de 14,3% em 2003 e de 17,6% em 2004. Para os níveis de AT e MT, as taxas de remuneração do imobilizado implícitas são de 17,8% para 2002 e de 26,6% e 33,5% para 2003 e 2004, respetivamente.

| | 2002 | 2003 | 2004 |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Custos Controláveis (10 ³ euros) | 394 342 | 407 158 | 416 755 |
| Custos Totais (10 ³ euros) | 768 977 | 802 446 | 833 531 |
| Rentabilidade do activo (10 ³ euros) | 322 583 | 487 440 | 588 432 |
| Proveitos antes do Ajustamento (10 ³ euros) | 1 091 559 | 1 289 886 | 1 421 963 |
| Quantidades (GWh) | | | |
| AT/MT | 37 595 | 39 054 | 40 580 |
| BT | 20 894 | 21 920 | 23 020 |
| Custo unitário (euros / MWh) | | | |
| AT/MT | 11,23 | 13,17 | 14,08 |
| BT | 32,03 | 35,39 | 36,96 |
| IPC | | 3,0% | 2,8% |
| X | | | |
| AT/MT | | -14,2% | -4,1% |
| BT | | -7,5% | -1,6% |
| Activo a Remunerar - valores médios (10 ³ euros) | 2 615 731 | 2 581 484 | 2 514 171 |
| AT/MT | 1 622 709 | 1 614 397 | 1 596 555 |
| BT | 993 022 | 967 087 | 917 616 |
| Taxa de Remuneração dos activos | 12,3% | 18,9% | 23,4% |
| AT/MT | 9,0% | 14,3% | 17,6% |
| BT | 17,8% | 26,6% | 33,5% |

CONSUMOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A ERSE, nas respostas às questões formuladas pelo Conselho Tarifário, esclareceu que considera fundamental que sejam efetuados estudos de previsão e caracterização dos consumos de energia elétrica, pois contribuem de forma inequívoca para a transparência das decisões que forem tomadas no setor elétrico.



Importa desenvolver modelos inovadores de previsão de consumos de energia elétrica que se adaptem às grandes mudanças que têm ocorrido no setor elétrico.

A ERSE considera também que são as empresas quem melhor conhece o seu mercado e os seus consumidores e que devem, por estas razões, desenvolver estes modelos. Ao longo dos últimos anos a ERSE tem demonstrado o seu empenho em contribuir para a conceptualização destes modelos e tem procurado incentivar as empresas reguladas a efetuar estudos de previsão e caracterização da procura, tendo mesmo proposto o desenvolvimento de trabalho conjunto, que infelizmente não tem progredido de forma satisfatória.

A ERSE reafirma o seu total empenho na elaboração de estudos desta natureza, pois considera que quanto melhor for o conhecimento sobre a procura, mais ajustadas são as tarifas, o que traz benefícios para todos os intervenientes no setor elétrico. Para a ERSE, porque lhe permite fazer uma regulação mais rigorosa; para as empresas, que sofrem menores desvios entre os proveitos permitidos e as receitas obtidas; e para os consumidores que pagam valores mais ajustados aos custos.

INDICADORES DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Em carta de 11 de julho de 2001 a ERSE convidou a empresa de distribuição vinculada a apresentar propostas sobre os parâmetros relacionados com os incentivos à promoção da qualidade de serviço e redução de perdas.

A EDP Distribuição respondeu por carta de 10 de outubro de 2001, dizendo que considera que os incentivos atribuídos à melhoria da qualidade de serviço são *"uma sanção,..., adicional, além do mais inútil e desadequada da realidade nacional do setor"*.

A ERSE entende que devem ser as empresas a propor estes valores pois são as empresas que conhecem bem os níveis de qualidade em que operam e qual o seu potencial de melhoria. No entanto, a ERSE iniciou já estudos que permitam determinar estes parâmetros, esperando obter a colaboração do distribuidor vinculado, designadamente através de disponibilização de informação adequada.

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DOS PREÇOS

É da maior importância continuar a acompanhar e a comparar os preços de energia elétrica dos segmentos de mercado não liberalizados, fundamentalmente para o segmento doméstico, nos países onde estes consumidores não têm ainda direito de escolha do seu fornecedor.

A ERSE reconhece a importância de se compararem preços de energia elétrica nos principais mercados e irá participar num grupo de trabalho constituído no âmbito do CEER (Council of European Energy Regulators), em colaboração com o EUROSTAT, que tem por objetivo o estudo de metodologias de comparação de preços de eletricidade em mercados liberalizados.



◆ Tarifas de 2001 em Euro ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95 e no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, o Conselho Tarifário emite parecer sobre a fixação de tarifas e preços, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE, no seguimento da solicitação que lhe foi apresentada pela EDP Distribuição-Energia, S.A., enviou ao Coordenador do Conselho Tarifário carta propondo metodologia de conversão e respetiva apresentação das *tarifas para 2001 denominadas em Escudos e em cêntimos de Euro*, para obtenção de parecer do Conselho Tarifário.

Sobre o pedido formulado pelo Conselho de Administração da ERSE e tendo em conta a documentação atrás citada, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

O Conselho Tarifário, analisada a proposta para a conversão em Euro das tarifas de 2001 apresentada pela ERSE, concorda com o grau de precisão adotado para as diferentes tarifas, sugerindo, no entanto, que a sua apresentação seja feita em Euro, ou seja,

- Preços de energia ativa e reativa em Euro por unidade de energia (EUR/kWh ou EUR/kvarh), com consideração de quatro casas decimais;
- Preço dos termos de potência em Euro por unidade de potência (EUR/kW por mês), com consideração de três casas decimais;
- Preços de potência das opções tarifárias de BTN em Euro por mês (EUR/mês) e de BTE em Euro por unidade de potência por mês (EUR/kW por mês), com consideração de duas casas decimais.

Embora não constante da comunicação da ERSE, aproveita-se para sugerir a conversão dos preços dos serviços regulados em Euro com consideração de duas casas decimais, conforme proposta anexa.

Chama-se a atenção para que na proposta apresentada pela ERSE não constam os preços de energia da tarifa de longas utilizações em BTN >20,7 kVA.

A opção pela apresentação em Euro, em vez de cêntimos de Euro como proposto pela ERSE, prende-se essencialmente com a necessidade de uniformização das unidades monetárias nesta fase de transição, facilitando desta forma a realização de cálculos pelos consumidores finais. Admite-se, contudo, que no médio prazo possa ser adotada a apresentação das tarifas e preços em cêntimos de Euro.

Aprovado em 9 de abril de 2001.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001 - Portugal continental ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro e nele se definem as tarifas reguladas, bem como o processo de determinação e fixação das tarifas.

Nos termos do artigo 73.º do Regulamento Tarifário, a ERSE deve elaborar proposta de tarifas reguladas, até 15 de outubro de cada ano, e o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre a proposta tarifária, no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001*", para que o Conselho Tarifário emita parecer nos termos do artigo 73.º do Regulamento Tarifário.

Sobre o documento atrás citado, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

ANÁLISE NA GENERALIDADE

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer um enquadramento legal e económico sobre a temática de tarifas e preços de eletricidade em Portugal Continental.

O documento prossegue com uma descrição de toda a atividade que envolve o processo de fixação de tarifas, evidenciando o cálculo dos ajustamentos referentes ao ano de 1999 que têm lugar pela primeira vez. Apresenta ainda o conjunto de informação enviada pela REN e pelo Distribuidor Vinculado, os valores adotados pela ERSE e respetiva justificação, e os proveitos permitidos para cada atividade.

O documento continua com o cálculo das tarifas, definindo as tarifas, os parâmetros e os preços a vigorar em 2001.

Por último, é apresentada uma análise da composição e evolução do preço médio do SEP, bem como da evolução dos preços médios de venda de energia elétrica em cada nível de tensão, do impacte sobre os resultados das empresas e, ainda, uma comparação internacional de preços de energia elétrica.

Pelo exposto, o Conselho Tarifário considera que o documento que lhe foi submetido se encontra bem estruturado e que obedece aos mecanismos previstos no [Regulamento Tarifário](#), no que se refere ao processo de elaboração da proposta de fixação de tarifas e preços.

Regista-se positivamente o empenho da ERSE em diligenciar o acolhimento na proposta de tarifas para 2001 do primeiro conjunto de alterações de estrutura tarifária que foram merecedoras de [parecer](#) favorável deste Conselho. Manifesta-se a importância de prosseguir com os estudos necessários à



continuação dos trabalhos por forma a que uma revisão mais profunda seja possível no início do próximo período regulatório.

Ainda na generalidade, as empresas reguladas manifestam a sua surpresa quanto às hipóteses adotadas pela ERSE face às consideradas pelas empresas, sem que tenha havido discussão prévia sobre alterações significativas de pressupostos importantes, ao contrário do que ocorrera em anos anteriores.

ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Remuneração dos terrenos onde se encontram instalados os centros electroprodutores

O Conselho Tarifário nas apreciações que efetuou desta matéria, quando da análise das sucessivas propostas de tarifas para 1999 e 2000, sempre recomendou à ERSE a reanálise do assunto no sentido do ressarcimento justo dos custos de capital pela aquisição dos sítios dos centros electroprodutores vinculados, de acordo com o disposto na legislação aplicável.

A proposta apresentada pela ERSE relativamente às tarifas para o ano 2000, que consistia em reconhecer a remuneração dos terrenos afetos aos futuros centros electroprodutores, mas não relativamente aos atuais, não mereceu consenso deste Conselho.

O Conselho Tarifário, no seu [parecer](#) sobre a proposta de tarifas para o ano 2000, sugeriu que a ERSE continuasse a analisar esta matéria.

Nos comentários que a ERSE emitiu sobre esse parecer, afirmou que seria "... dada continuidade ao empenhamento da ERSE no aprofundamento da análise desta questão, na perspetiva da obtenção de uma solução consensual que reflita a partilha adequada, entre consumidores e empresas, dos custos e benefícios dela decorrentes".

Contudo, a ERSE, na presente proposta de tarifas para 2001, informa o Conselho Tarifário que apenas considerou a amortização dos terrenos dos centros electroprodutores e volta a submeter a este Conselho a mesma proposta já anteriormente apresentada a propósito das tarifas de 2000, sem mencionar qualquer elemento adicional que justifique nova apreciação.

Entretanto, as condições subjacentes à aquisição pelo Estado à EDP de 70% do capital da REN, vieram evidenciar a existência de um problema no equilíbrio económico-financeiro da REN, cuja resolução poderá passar por uma adequada remuneração dos seus ativos.

Salienta-se que nos termos do Decreto-Lei n.º 187/85, de 27 de julho, compete à ERSE garantir à entidade concessionária da rede nacional de transporte de energia elétrica, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão.

Impacte sobre as tarifas a clientes finais, em 2001, dos acertos entre operadores europeus de redes de transporte, provenientes das transações transfronteiriças

Face à informação contida no documento em apreciação (ponto 24.1.3 Conselho Setorial de Energia — Mercado interno da eletricidade), relativamente aos níveis de pagamentos e compensações entre operadores de rede de transporte, com eventuais repercussões sobre as tarifas de uso da rede, o Conselho Tarifário considera útil ser informado pela ERSE sobre a evolução deste assunto.

Cálculo dos desvios de 1999 (ajustamentos)

O cálculo da diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos relativo à atividade de aquisição de energia elétrica em 1999 atinge o montante de 7 336 mil contos favoráveis às tarifas de 2001.

O Conselho Tarifário lamenta que a proposta relativa ao ano de 1999, que nos termos do atual Regulamento Tarifário ficará encerrado com a publicação das tarifas para o ano de 2001, não contemple



uma solução para o problema da remuneração dos terrenos das centrais do SEP, nem tenham sido apresentados a este Conselho elementos adicionais suficientes para uma tomada de posição séria e ponderada.

No cálculo da diferença acima referida estão igualmente contabilizados como proveitos regulados do ano de 1999, proveitos efetivamente respeitantes aos anos de 1997 e 1998. Os valores em causa, 301 mil contos e 608 mil contos, relacionam-se, respetivamente, com o acerto do preço do gás de janeiro a dezembro de 1998 e com o valor recebido de uma companhia de seguros, relativo à indemnização devida ao sobrecusto ocorrido por energia não fornecida pela central do Fratel no ano de 1997, na sequência de um incêndio.

Nos anos anteriores a 1999 não presidia à fixação das tarifas de venda a clientes finais uma lógica aditiva, tal como hoje existe. A questão fundamental para apreciação do destino a dar às verbas em causa, consiste em avaliar se as tarifas a clientes finais dos anos anteriores já teriam de algum modo considerado, quer o sobrecusto do incêndio ocorrido em 1997 quer o maior custo do gás natural verificado em 1998. O documento solicitado pela ERSE "Sistema Tarifário Transporte — Distribuição 1996; regras de faturação e preços" e imediatamente disponibilizado pela REN a este Conselho, não contribui para aquela avaliação. Pelo exposto, este Conselho sugere que a ERSE aprecie esta situação excecional com o bom senso e a equidade que a mesma exige.

Hipóteses de base adotadas pela ERSE

– Consumo adotado pela ERSE para efeitos de fixação das tarifas para 2001

As variáveis em causa - emissão para a rede e fornecimentos ao SEP e ao SENV - são fundamentais para a determinação das tarifas, particularmente no que se refere ao SEP (quantidades afetas à TEP e quantidades vendidas a clientes finais do SEP).

Tendo ouvido esclarecimentos adicionais dados pela ERSE, relativamente ao valor que supõe para o consumo de energia elétrica em 2001, o Conselho Tarifário considera que as previsões da ERSE estão no limiar máximo de crescimento.

De facto, a metodologia utilizada não atende a características de curto prazo, nomeadamente:

- o efeito de um significativo menor número de dias úteis em 2001;
- o efeito extraordinário da suspensão da atividade de cogeração em 2000 (devido ao elevado preço dos combustíveis), que explica algum crescimento neste ano, mas que poderá não se repetir em 2001;
- as perspetivas de evolução da economia nacional, num cenário macroeconómico de abrandamento face ao triénio de 96-98.

Tendo em conta o que atrás se observa, o Conselho considera ser prudente a revisão da previsão dos consumos.

– Valor pressuposto para a taxa de inflação

Embora as empresas reguladas tenham utilizado um pressuposto de taxa de inflação de 2% nas suas propostas, valor oficial à data da sua apresentação, pareceria prudente atualizar este valor face às previsões mais recentes (O.E.), considerando a respetiva repercussão nos custos da REN diretamente dependentes deste parâmetro.



Fornecimentos e serviços externos (FSE)

Sendo natural que se mantenha a necessidade da prestação, eventualmente por outras entidades, de serviços prestados, até à data, pela holding do Grupo EDP à REN, e que por outro lado possam vir a ocorrer sobrecustos de outros serviços após o destaque da REN, considera-se que a ERSE deverá analisar as justificações entretanto apresentadas pela REN ao Conselho Tarifário, que este transmitirá, por sua vez, ao Conselho de Administração da ERSE.

Custos associados aos serviços regulados

A ERSE refere, no ponto 14.3 do documento em análise, que espera que os representantes da EDP Distribuição no Conselho Tarifário completem a informação enviada, nomeadamente no que diz respeito à indicação dos custos associados à prestação de cada um dos serviços regulados. Contudo, a contabilidade da EDP Distribuição não está organizada de modo a permitir estabelecer um balanço de cada um dos serviços regulados que proporcione uma comparação entre os respetivos custos e proveitos.

Assim, considerando que os preços propostos representam uma redução relativamente aos atualmente em vigor, traduzindo uma transferência para os clientes de ganhos de eficiência, o Conselho Tarifário concorda com a sua aplicação.

Critérios de determinação da média comunitária para efeitos de comparação internacional dos preços de energia elétrica

O [parecer](#) já emitido por este Conselho sobre a metodologia a adotar para efeitos da comparação internacional de preços de energia elétrica, recomendava explicitamente que fosse calculada a média aritmética simples dos 15 países comunitários. Verifica-se que no documento sobre as tarifas para 2001, a ERSE passou a excluir a Itália da determinação da média comunitária relativa aos consumidores domésticos.

O Conselho Tarifário considera que, dado não ter ocorrido qualquer alteração na informação disponível relativa aos consumidores domésticos face aos anos anteriores, não existe razão justificativa da exclusão da Itália da média comunitária.

O Conselho Tarifário solicitou à ERSE o cálculo do posicionamento das tarifas de consumidores domésticos nacionais relativamente à média comunitária, considerando nesta a inclusão da Itália.

O Conselho Tarifário lamenta não lhe ter sido fornecida resposta atempada ao seu pedido, mas espera que a ERSE atenda a esta correção no texto final do documento, retirando as devidas conclusões.

Os cálculos efetuados pela EDP Distribuição, seguindo a metodologia anteriormente adotada pela ERSE, posicionam as tarifas de clientes domésticos nacionais, em janeiro de 2000, cerca de 3% abaixo da média comunitária.

No caso dos consumidores industriais, reconhece-se a dificuldade em obter informação comparável para os 15 países comunitários e, por isso, entende-se não fazer sentido insistir na determinação da média comunitária para este grupo de consumidores. Assim, julga-se mais adequado retirar conclusões de comparação para cada um dos consumidores-tipo industriais em separado, de acordo com a informação disponível. Considera-se, ainda, que a ERSE deverá suscitar a necessidade de proceder ao reajustamento dos inquéritos que servem de base à recolha de informação.

Alterações da estrutura tarifária incorporadas na proposta de tarifas para 2001

Retoma-se neste ponto a referência positiva feita na análise na generalidade ao acolhimento dado pela ERSE às alterações à estrutura tarifária objeto de parecer favorável deste Conselho.



Relativamente às tarifas propostas referem-se os seguintes aspetos:

– **Preço da energia de vazio na tarifa bi-horária**

Concorda-se com o primeiro passo dado no sentido da convergência do preço da energia de vazio na tarifa bi-horária para o preço de vazio da tarifa tri-horária de médias utilizações.

– **Período horário adicional super vazio**

A existência do super vazio constitui um sinal adequado à escolha de opções mais racionais. Contudo, verifica-se que a presente proposta de tarifas, ao considerar um acréscimo de 1% do preço no período de vazio normal, introduz diferença entre clientes com potências contratadas ≤ 2 MW e >2 MW, para o mesmo nível de tensão. Esta diferença poderá ser difícil de compreender pelos próprios clientes e, assim, ser encarada como falta de flexibilidade comercial do SEP.

De modo a fazer face a eventuais situações de incompreensão, e assumindo que o impacte seja próximo de zero, admite-se que o preço do vazio normal seja alinhado pelo preço do vazio, abdicando-se de que o diferencial seja de 10%.

Alterações apresentadas pela ERSE ao Conselho Tarifário, posteriores à entrega do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001"

O Conselho Tarifário foi informado de duas alterações com significativo impacto sobre as tarifas, a saber:

- um sobrecusto relacionado com o vapor na central do Barreiro que implica um acréscimo no preço médio do SEP de cerca de 0,16%;
- uma correção à inadequada valorização do acréscimo de consumo de energia elétrica introduzido pela ERSE em relação à proposta das empresas, que supôs poder satisfazer na totalidade com recurso a importações a um custo de apenas 4\$00/kWh, cujo impacto resulta num aumento de 0,2% do preço médio de venda a clientes finais do SEP.

Aceita-se a correção indicada para a central do Barreiro, devendo a alteração do valor do maior consumo assumido pela ERSE ser revista em ligação com os ajustes ao consumo de energia elétrica sugeridos no presente parecer, no ponto relativo ao "*Consumo adotado pela ERSE para efeitos de fixação das tarifas para 2001*".

Outras considerações

Ao longo da discussão foram-se evidenciando algumas questões sobre pontos relativos às fórmulas regulatórias das atividades de distribuição e de comercialização, nomeadamente no que diz respeito à partilha de lucros, que o Conselho Tarifário considera merecerem uma apreciação mais aprofundada. O próprio Conselho propõe-se contribuir para esta reflexão em momento oportuno.

Em conclusão:

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Aprovado em 14 de novembro de 2000.



◆ Resposta da ERSE ◆

Dando cumprimento ao n.º 8 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário, comenta-se de seguida o parecer emitido pelo Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001", recebido a 14 de novembro de 2000.

Contrariamente ao sucedido em 1998 e 1999, em que os pareceres do Conselho Tarifário foram aprovados por maioria, dando lugar a declarações de voto, o parecer emitido este ano foi aprovado por unanimidade, facto que o Conselho de Administração da ERSE não pode deixar de sublinhar. Com efeito, a regulação procura a mediação de interesses não coincidentes, objetivo nem sempre fácil de alcançar pelo jogo dialético das partes, baseando-se na argumentação e indo além da defesa retórica de posições de princípio. Numa perspetiva de futuro, importa que o consenso seja o produto de um processo argumentativo cada vez mais elaborado e exigente, implicando também um diálogo mais intenso entre o Conselho Tarifário e a estrutura da ERSE.

A necessidade de melhorar a articulação argumentativa dos vários pontos de vista não se limita aliás ao Conselho Tarifário, antes dizendo respeito ao relacionamento da ERSE com todos os órgãos e atores envolvidos. Se em 1998 se compreendia e aceitou que as empresas reguladas fornecessem dados e previsões sem qualquer explicação ou justificação, atendendo ao curto espaço de tempo disponível, já em 1999 e, por maioria de razão, em 2000, essa atitude é dificilmente compreensível.

Ao não explicarem e justificarem os números que enviam, as empresas reguladas dificultam o processo de fixação das tarifas, prejudicando a transparência e a eficiência de todo o processo. Como se sabe, a ERSE dispõe de apenas 30 dias para elaborar a proposta de tarifas a submeter até 15 de outubro ao Conselho Tarifário, com base na informação fornecida pelas empresas até 15 de setembro. A não apresentação em tempo útil dos pressupostos em que se baseiam as previsões das empresas reguladas tem vários inconvenientes:

- dificulta a compreensão das hipóteses adotadas pelas empresas;
- torna muito difícil a verificação da coerência entre informação fornecida pela entidade concessionária da RNT e informação fornecida pela distribuição vinculada;
- atrasa a correção de erros e incoerências no conjunto dos dados fornecidos, em colaboração com as empresas envolvidas;
- dificulta a avaliação de hipóteses alternativas e a realização de análises de sensibilidade;
- dilata desnecessariamente o período de "preparação da informação", em detrimento dos períodos de "processamento da informação" e "análise da informação";
- não promove um clima de confiança entre regulador e regulados.

No diálogo entre regulador e regulado, é a este que cabe o dever de fornecer a informação necessária, enquadrando-a e explicando-a convenientemente. Sem prejuízo de na próxima revisão do Regulamento Tarifário virem a ser alterados prazos e procedimentos relacionados com o fornecimento e o tratamento de informação para efeito de fixação de tarifas, importa que a REN e a EDP Distribuição procedam desde já à adequação dos processos internos a esta exigência básica da regulação. Pela sua parte, a ERSE continuará a trabalhar no sentido de disseminar toda a informação relevante sobre o setor elétrico, aumentando assim a sua transparência. Esperamos o apoio do Conselho Tarifário e das empresas reguladas.



REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES DO SEP

O parecer do Conselho Tarifário de 30 de novembro de 1998 referia que "a não remuneração explícita à REN dos terrenos de centros produtores, constituiu até 1997 uma efetiva subsídio cruzada, interna ao grupo EDP, entre a REN e os distribuidores vinculados."

A REN forneceu em 1999 o elenco dos terrenos dos centros electroprodutores do SEP e as respetivas amortizações. Ficou, no entanto, por demonstrar a "subsídio cruzada" acima referida, não tendo sido até à data fornecidos quaisquer documentos que permitam verificar a forma como as "tarifas" internas de venda da REN aos distribuidores vinculados foram calculadas no período 1995-1998, nem tão pouco a forma de cálculo dos subsídios cruzados em 1995-1997.

Espera-se que a separação da REN do Grupo EDP, entretanto ocorrida, permita esclarecer adequadamente esta questão num futuro próximo.

RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS DA REN RESULTANTES DO MECANISMO TRANSITÓRIO DE COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDE

O mecanismo transitório de partilha de custos entre operadores de rede dos países da União Europeia, acordado no Fórum de Regulação de Florença, em março de 2000, foi objeto de discussão e de aprovação no Conselho de Ministros de Energia de 30 de maio de 2000, tendo constituído um dos pontos salientes da presidência Portuguesa no setor da energia. De acordo com esse mecanismo, que deveria ter entrado em vigor a 1 de outubro de 2000, a REN receberia dos restantes operadores de rede um montante de várias centenas de milhares de contos, passando os clientes não vinculados, os produtores não vinculados e o agente comercial do SEP a ter acesso gratuito a toda a rede interligada da Europa continental (rede UCTE). Obviamente, esta receita extraordinária da REN seria adequadamente contabilizada no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte, nos termos do Regulamento Tarifário, conduzindo a uma ligeira descida de tal tarifa.

A intenção declarada por dois Estados Membros (Alemanha e Bélgica) de aplicar uma taxa arbitrária de 2 euro/MWh a todos os exportadores foi considerada pela Comissão Europeia como constituindo uma distorção inaceitável de concorrência; em consequência, o acordo transitório não foi ainda aplicado, o que constitui grave prejuízo para a economia europeia, e em particular para os países periféricos como Portugal.

Espera-se que no contexto das negociações comunitárias em curso, e em particular no âmbito da associação dos operadores de rede a que pertence, a REN defenda intransigentemente os interesses dos utilizadores da rede elétrica portuguesa, favorecendo o seu acesso à rede interligada europeia em condições de não-discriminação e de baixos custos de transação.

No âmbito do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia a que pertence, e em estreita colaboração com a Comissão Europeia, a ERSE está empenhada na definição de um mecanismo definitivo de compensação entre operadores de rede que facilite a integração dos mercados de eletricidade a partir de 2001, contribuindo assim para a aceleração da liberalização do setor energético determinada pelo Conselho Europeu de Lisboa.

CÁLCULO DOS DESVIOS DE 1999

No cálculo do ajustamento relativo à atividade de aquisição de energia elétrica foram considerados, como proveitos regulados, proveitos extraordinários no valor de 301 mil contos e de 608 mil contos, recebidos pela REN em 1999 e relacionados, respetivamente, com o acerto do preço do gás de janeiro a dezembro de 1998 e com a indemnização da Mundial Confiança por energia não fornecida pela central do Fratel em 1997.

A ERSE considera que estes proveitos extraordinários, resultantes de situações não previstas e não previsíveis quando as tarifas de 1997 e 1998 foram estabelecidas, devem ser entregues aos consumidores



de energia elétrica. Com efeito, as referidas tarifas incluíam certamente aquilo que a autoridade de controlo da época considerou uma remuneração justa e razoável dos acionistas, não havendo por isso justificação para entregar aos atuais acionistas um lucro extraordinário.

Em resposta a um pedido de esclarecimento do Conselho Tarifário, a ERSE solicitou aos representantes das empresas reguladas que esclarecessem o Conselho Tarifário e a ERSE sobre o método de cálculo das tarifas nos anos de 1997 e 1998, assim como sobre o tratamento dado, nessa época, aos desvios.

Na falta de esclarecimentos convenientes, considera-se estar a tratar corretamente este assunto, tendo em consideração os legítimos interesses dos consumidores.

PREVISÃO DE CONSUMOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2001

A ERSE concorda com o Conselho Tarifário quanto à importância, para a determinação das tarifas, das variáveis "emissão para a rede" e "fornecimentos ao SEP e ao SENV". As empresas têm incentivos a efetuar previsões conservadoras para estas variáveis. Com efeito, uma vez definido o montante de proveitos permitidos, as tarifas são calculadas pelo quociente entre os proveitos e as quantidades de energia elétrica que se espera vir a fornecer (valores previstos dos fornecimentos de energia elétrica). Se os valores previstos forem baixos, as tarifas calculadas são altas; no ano seguinte, na medida em que o consumo for mais elevado do que o valor previsto, as empresas irão ter receitas superiores.

O valor da emissão para a rede do SEP previsto pelas empresas (38972 GWh), a que corresponde um crescimento anual de 4%, valor substancialmente inferior ao que se tem verificado nos últimos anos, não é justificado nem pelas empresas, nem pelas mais recentes previsões de crescimento da economia nacional.

A ERSE tomou conhecimento de previsões recentes (publicadas depois de 15 de outubro de 2000) da UE, do FMI e da OCDE, relativas às perspetivas de crescimento económico do país. A análise detalhada das várias previsões permite-nos tecer algumas considerações sobre a possível evolução da economia nacional no próximo ano.

O crescimento económico português tem vindo a registar uma alteração qualitativa que se traduz no aumento da procura externa e na diminuição da procura interna, de acordo com os estudos apresentados pela OCDE e pela Comissão Europeia. O aumento das exportações irá, em 2000, compensar a diminuição do consumo interno (OCDE), que apresenta, neste ano, um crescimento menor que em anos anteriores.

As recentes previsões de evolução da taxa de crescimento real do PIB em Portugal vêm confirmar o que já se perspetivava desde o segundo trimestre de 2000, ou seja, o abrandamento do ritmo de crescimento económico em 2001, face a 2000. A justificação, também já avançada anteriormente, reside na diminuição do consumo privado nacional.

No quadro seguinte apresentam-se as previsões da taxa de crescimento real do PIB para Portugal em 2001, divulgadas recentemente por diversos organismos. As diferenças são devidas, nomeadamente, à forma como os dados são recolhidos, aos diferentes métodos de cálculo usados, à avaliação qualitativa dos resultados e ao tratamento dado à diminuição do consumo privado. De facto, as expectativas dos consumidores nacionais vêm evidenciando há algum tempo uma evolução negativa (Índice de Confiança dos Consumidores, Banco de Portugal), consequência dos efeitos da pressão inflacionista, do aumento das taxas de juro, do elevado nível de endividamento (em percentagem do respetivo rendimento disponível) e do baixo nível de poupança.

**Taxa de Crescimento real do PIB em Portugal em 2001**

| Entidade | Documento | Data | PIB |
|-------------------------|--|----------------|-------------|
| FMI | Article IV Consultation | Novembro 2000 | 3,2% |
| OCDE | Economic Outlook 68 | Novembro 2000 | 3% |
| Comissão UE | Previsões Outono | Novembro 2000 | 2,7 |
| Ministério das Finanças | Orçamento de Estado 2001 | Outubro 2000 | 3,25 – 3,4% |
| Ministério das Finanças | Programa de Estabilidade e Crescimento 2000 – 2004 | Fevereiro 2000 | 3,6% |

Fonte: FMI, OCDE, Comissão UE, Ministério das Finanças

As influências negativas atrás descritas poderão ser contrabalançadas pela estabilidade dos salários e das taxas de juro. Por outro lado, as exportações nacionais continuam com um ritmo positivo, a par do crescimento esperado para as áreas económicas que concentram os nossos principais mercados de exportação.

O III Quadro comunitário de Apoio estará operacional pela primeira vez em 2001, pelo que o ritmo do investimento em projetos infraestruturais se deverá acentuar, contribuindo positivamente para o crescimento económico e também para a manutenção da competitividade do setor produtivo nacional.

Verifica-se já em 2000 que alguns produtores em regime especial, nomeadamente cogeneradores, têm deixado de produzir energia elétrica devido ao elevado preço dos combustíveis e têm passado a consumir energia proveniente do SEP. Esta situação aumenta o consumo de energia elétrica na indústria e serviços, compensando eventualmente um menor crescimento do consumo doméstico de eletricidade.

Nos últimos anos, o crescimento da procura de energia elétrica tem sido cerca de 1,8 pontos percentuais superior ao crescimento do PIB. Se aceitarmos para o PIB os valores previstos no Orçamento Geral do Estado, somos conduzidos a taxas de evolução dos consumos de cerca de 5% a 5,2%.

Consideramos que o valor do consumo de energia elétrica para 2001 proposto pela ERSE ao Conselho Tarifário em 14 de outubro se enquadra nas atuais previsões de conjuntura económica. O Conselho Tarifário parece, no entanto, inclinar-se para uma visão menos otimista da conjuntura económica e receia que um crescimento mais lento do consumo de energia elétrica possa provocar desvios substanciais nas tarifas de 2001. No sentido de corresponder a esta preocupação do Conselho Tarifário, a ERSE baixou a previsão da taxa de crescimento da procura de energia elétrica de 5,4% para 5,0%, valor que se enquadra ainda no cenário definido no Orçamento Geral do Estado. A esta taxa corresponde, para a emissão de energia elétrica para o SEP em 2001, o valor de 39502 GWh.

Importa ainda referir que as previsões de consumos que as empresas têm enviado à ERSE para efeito de determinação das tarifas têm sido sistematicamente inferiores aos valores verificados, mencionando-se, a título de exemplo, os seguintes desvios:

- Verificado em 1999 - Previsão de Setembro de 1998 para 1999 953 GWh
- Previsão atual para 2000 – Previsão de Setembro de 1998 para 2000 1318 GWh
- Previsão atual para 2000 - Previsão de Setembro de 1999 para 2000 818 GWh
- Previsão atual para 2001 – Previsão de Setembro de 1998 para 2001 1145 GWh



Todos estes erros de previsão são largamente superiores à diferença entre o valor adotado pela ERSE para 2001 e as previsões enviadas pelas empresas em setembro de 2000 para o mesmo ano (530 GWh).

PREVISÃO DA TAXA DE INFLAÇÃO EM 2001

As empresas elaboraram as suas previsões para 2001 no pressuposto de que a taxa de inflação seria de 2%; à data em que as propostas foram enviadas à ERSE já se perspetivavam valores superiores. A ERSE considerou, no entanto, que as empresas reguladas, ao preverem um aumento de 2% dos seus custos, pretendiam transmitir um sinal de evolução favorável de eficiência e de redução de custos, prevendo que estes evoluíssem a uma taxa inferior à da inflação.

As previsões atuais da taxa de inflação apontam para valores da ordem dos 2,7%. Na realidade, a estimativa do Governo, apresentada pelo Ministério das Finanças no documento das Grandes Opções do Plano 2001 enviado em setembro último para o Conselho Económico e Social, é de uma inflação esperada em 2000 de 2,7%, não se devendo alterar este valor em 2001.

De facto, o fenómeno inflacionista esperado em 2001 será quantitativa e qualitativamente muito semelhante ao registado em 2000.

Lamentando que as previsões quanto à evolução dos custos das empresas reguladas não sejam inferiores à evolução da taxa de inflação, a ERSE decidiu alterar as previsões de custos efetuadas pela REN e pelas empresas de distribuição, fazendo-as evoluir a 2,7% em lugar de 2%.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS DA REN

Na proposta submetida a 15 de setembro de 2000, a REN incluiu custos devidos à separação da REN do grupo EDP, no montante de 638 mil contos (440 mil contos de FSE e 238 mil contos de custos de pessoal), e 738 mil contos relativos a fornecimentos e serviços externos a pagar pela REN ao grupo EDP. Não se encontrando este último valor justificado, a ERSE não o considerou na fixação de tarifas para 2001. Entretanto, a REN apresentou ao Conselho Tarifário uma justificação sumária dos FSE devidos à separação do grupo EDP, que se elevam agora a 618 mil contos.

No cálculo das tarifas para 2001 foi considerado este valor corrigido e não os 738 mil contos acima referidos.

CUSTOS ASSOCIADOS AOS SERVIÇOS REGULADOS

A ERSE não pode deixar de assinalar a dificuldade da EDP Distribuição em indicar corretamente os custos e proveitos dos serviços regulados definidos em regulamentos publicados há mais de dois anos. Espera-se que tal situação seja rapidamente corrigida, a bem da transparência e da eficiência das atividades de distribuição e de comercialização de energia elétrica.

MÉDIA COMUNITÁRIA DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Como tem sido repetidamente afirmado, a comparação de tarifas de venda de energia elétrica a clientes finais tem pouco significado quando mais de dois terços do consumo da União Europeia se encontra já liberalizado (isto é, os clientes podem escolher livremente o fornecedor). No novo contexto europeu, é mais útil comparar tarifas de uso de rede, por um lado, e preços de energia elétrica, por outro lado.

A exclusão dos consumidores domésticos da Itália do cálculo da "média comunitária" é acompanhada da exclusão do Reino Unido, da Dinamarca, da Holanda e da Áustria para os consumidores industriais, por falta de dados oficiais. Estimar valores para consumidores domésticos italianos e não o fazer para consumidores industriais de quatro países seria pouco coerente; estimar valores para todos estes casos seria um exercício fútil.

Enquanto se aguarda a conclusão do estudo de comparação de preços de uso de redes de transporte, encomendado pela Comissão Europeia, chama-se a atenção para os preços médios de energia elétrica



registados em 1999 em quatro mercados europeus – Inglaterra e País de Gales, Espanha, Holanda e Nordpool (Noruega, Suécia e Finlândia) e apresentados no capítulo 18.2 do presente documento ("Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001 – Portugal Continental"). Eles foram, respetivamente, expressos em escudos por kWh: 8,10, 5,21, 4,56 e 2,75. Recorde-se que em Portugal, no mesmo ano, o preço médio de aquisição de energia elétrica do SEP foi de 8,40.

ALTERAÇÕES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária estabelecida no Regulamento Tarifário aprovado pela Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) e publicado no Suplemento ao *Diário da República*, II Série, n.º 288/98, de 15 de setembro, manteve, no essencial, as características da estrutura anteriormente vigente. O processo de revisão da estrutura tarifária foi formalmente desencadeado em 28 de janeiro de 1999, em sessão pública promovida pela ERSE. Em março de 1999, as empresas reguladas de transporte e distribuição manifestaram o desejo de assumir um papel ativo na revisão da estrutura tarifária, fornecendo análises técnico-económicas e submetendo propostas concretas.

No desenvolvimento deste processo, foram apresentados pelas empresas reguladas do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) diversos documentos, dos quais se destacam "Caracterização dos custos marginais do Sistema Elétrico Português - Análise de eventuais distorções" e "Propostas" de alteração da atual estrutura tarifária", submetidos em maio de 2000.

Os documentos mencionados, bem como o documento de enquadramento e discussão elaborado pela ERSE, foram submetidos à consulta do Conselho Tarifário, tendo este órgão emitido parecer favorável relativamente ao acolhimento e adoção de algumas das propostas neles contidas.

Tendo em consideração as propostas das referidas empresas e o sentido do parecer emitido pelo Conselho Tarifário, a ERSE desencadeou a revisão do Regulamento Tarifário ao abrigo do disposto nos artigos 4.º e 20.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, por forma a serem consideradas as seguintes alterações nas tarifas de 2001:

- 1) aproximação da energia de vazio da tarifa Bi-horária ao preço da energia de vazio da tarifa Tri-horária de médias utilizações;
- 2) convergência gradual dos preços das energias de vazio em cada um dos períodos sazonais, nas tarifas com discriminação sazonal;
- 3) aproximação dos preços da energia de vazio nas tarifas com três períodos horários, em cada um dos níveis de tensão;
- 4) introdução de um período horário adicional designado por super vazio, para tarifas de MAT, AT e MT com potências contratadas superiores a 2 MW;
- 5) introdução de um novo escalão de potência (2,3 kVA) no segmento de baixa tensão (BTN);
- 6) aumento do limiar de elegibilidade da tarifa Social de 270 kWh/ano para 400 kWh/ano, abrangendo clientes do novo escalão de potência;
- 7) introdução de nova forma de valorização de interruptibilidade e introdução de uma nova opção interruptível.

O princípio da "*Repercussão na estrutura das tarifas dos custos marginais*" é consagrado no artigo 5.º do Regulamento Tarifário como medida de incentivo à eficiência das empresas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de energia elétrica e clientes de outros serviços do SEP. Os custos marginais nas diversas atividades produção, gestão global do sistema, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica foram caracterizados nesta primeira fase do processo de revisão da estrutura tarifária.



Se os custos marginais permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa será igual ao respetivo custo marginal. Se a igualdade entre preços e custos marginais não permitir obter as receitas que assegurem o equilíbrio económico-financeiro da empresa, então os preços devem ser escalados de forma a que a sua estrutura reflita a estrutura dos custos marginais.

Uma das regras que pode ser utilizada para fazer coincidir o nível de receitas proporcionado por tarifas baseadas em custos marginais com as receitas necessárias para garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas, sem distorcer a mensagem veiculada por preços refletindo custos marginais, é a regra dos preços de Ramsey, também conhecida por Ramsey-Boiteux. Esta regra consiste em aplicar aos custos marginais fatores de escala diferenciados de acordo com o inverso da elasticidade dos vários segmentos da procura ou componentes de cada tarifa (potência e energia discriminada por período de entrega horo-sazonal).

Atendendo a que a elasticidade do consumo em horas de vazio é elevada, os preços a praticar nos períodos de vazio devem ser próximos dos custos marginais. A definição dos preços de potência e de energia nos outros períodos horários (horas de cheias e de ponta) é de mais difícil determinação, na medida em que sobre estes incidem escalamentos e se verificam transferências de encargos de potência para energia. Estes aspetos serão esclarecidos nos próximos estudos no âmbito da revisão da estrutura tarifária.

Contudo, considerou-se oportuno estabelecer as tarifas de 2001 por forma a seguir as orientações fornecidas pelos resultados entretanto obtidos relativos ao período de vazio, os quais motivaram as alterações 1) a 4) ao Regulamento Tarifário atrás indicadas.

As variações diferenciadas de preços a praticar no período de vazio, nomeadamente no período de vazio normal e de super vazio, não coincidem com os valores propostos em 14 de outubro de 2000 ao Conselho Tarifário por terem sido, entretanto recebidos da REN dados mais recentes e exatos. Da análise dos custos marginais de energia verifica-se que o diferencial de custos entre o novo período de vazio normal e o período de vazio é cerca de 2,7%. Em contrapartida, o diferencial de custos de energia entre o novo período de vazio normal e de super vazio é de cerca de -6,6%.

Relativamente aos outros preços, optou-se em conservar a estrutura do ano anterior, pelas razões mencionadas, escalando-os através de um fator multiplicativo comum, por forma a permitir a recuperação dos proveitos totais permitidos para 2001.

Estas modificações são introduzidas independentemente de uma revisão mais ampla e sistemática do Regulamento Tarifário e da estrutura tarifária, que ocorrerá no decurso do ano de 2001.



◆ Revisão excepcional da tarifa de energia e potência, para vigorar em dezembro de 2000 ◆

Introdução

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 288-A/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro e na Secção III do seu Capítulo VIII dispõe sobre a fixação excepcional das tarifas.

Na sequência da decisão tomada pela ERSE, aceitando o pedido da REN — Rede Elétrica Nacional, S.A. para abertura do processo de fixação excepcional das tarifas, com vista à alteração da Tarifa de Energia e Potência para vigorar em Dezembro de 2000, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta de revisão excepcional da tarifa de energia e potência*", para que o Conselho Tarifário emita parecer nos termos do n.º 7 do artigo 75.º do Regulamento Tarifário.

Sobre o documento atrás citado, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

O Conselho Tarifário, analisada a proposta de revisão apresentada pela ERSE, bem como os elementos quantitativos que justificam a mesma, concorda com a revisão excepcional da tarifa de energia e potência nos termos propostos, para vigorar em dezembro de 2000, que se prevê corrigir um desvio estimado em 5,4 milhões de contos.

Aprovado em 27 de outubro de 2000.



◆ 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro e no seu Capítulo VII dispõe sobre a estrutura das tarifas.

Na sequência das iniciativas que vêm tendo lugar com vista à revisão da estrutura tarifária, a Administração da ERSE enviou ao Coordenador do Conselho Tarifário os documentos fornecidos pelas empresas reguladas de transporte e distribuição, relativos à *1.ª fase de revisão da estrutura tarifária*, bem como o documento de enquadramento e discussão preparado pela ERSE, para que o Conselho Tarifário emita comentários.

Sobre os documentos atrás citados, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

AS PROPOSTAS

Tarifa social

A abordagem desta questão ultrapassa a discussão sobre tarifário, face à relevância social que assume. Dadas as suas características considera-se que a tarifa social necessita de ser aprofundada e equacionada também numa perspetiva de serviço universal no âmbito da prestação dos serviços públicos essenciais, recomendando-se a análise de mecanismos alternativos.

Na fase atual deve ser mantido o desconto percentual sobre o preço do termo da potência contratada, progredindo o limiar de elegibilidade para os 400 kWh de consumo anual máximo. Admite-se a progressão do limiar de elegibilidade e que na ausência de outros indicadores de consumo o mesmo seja definido por referência a igual limiar já tomado para a taxa de radiodifusão, conforme dispõe regulamentação própria.

O acesso à tarifa social deve ser restringido aos contratos relativos a casas de habitação, devendo o conceito limitar-se à noção de habitação principal/permanente. Nesta perspetiva, por forma a responsabilizar o consumidor, o acesso deve ser solicitado pelo mesmo.

Novo escalão de potência no segmento BTN

Reconhece-se que a introdução de novos escalões proporciona uma maior oferta para os consumidores, permitindo uma melhor adequação às suas necessidades.

Contudo, reconhece-se também que as condições técnicas atuais não permitem a disponibilização imediata do escalão de 4,6 kVA. Por outro lado, antes de ser levada à prática torna-se necessário conhecer melhor os impactos da sua introdução, passando por uma análise dos potenciais candidatos a subir e a descer a sua potência contratada.



Quanto ao escalão de 2,3 kVA, em particular, cuja introdução não coloca dificuldades técnicas, será positiva, como passo para gradualmente melhorar o atual leque de opções.

Retomando aqui a questão da tarifa social, considera-se que pode abranger o escalão de 2,3 kVA com limite de consumo máximo anual de 400 kWh, e com desconto percentual idêntico ao aplicado atualmente ao escalão de 1,15 kVA.

Tarifa bi-horária de BTN ($\leq 20,7$ kVA)

Concorda-se com o princípio de que em termos de estrutura tarifária deve-se dar o sinal adequado a um uso racional da energia, aproximando-se os preços dos correspondentes custos.

No entanto, na salvaguarda dos interesses de todos os protagonistas do setor, parece-nos razoável uma convergência que não altere drasticamente a estrutura tarifária no curto prazo, podendo ser, por isso, aconselhável um processo gradual.

Assim, aceita-se a convergência do preço de vazio da tarifa bi-horária para o preço de vazio da tarifa tri-horária de médias utilizações, o que se enquadra no princípio referido.

A aplicação do mesmo princípio, tomando em conta o preço das tarifas de longas utilizações, que atualmente é o mais baixo de todos, e muito próximo dos custos marginais apresentados no próprio documento da ERSE, suscita algumas dúvidas, quanto à oportunidade e razoabilidade da aplicação desse preço. Será adequado um maior rigor na determinação dos custos marginais, em particular nesta tarifa de longas utilizações, pelo que como medida preventiva sugere-se a manutenção dos preços nesta opção.

A tarifa bi-horária deve continuar a ser alternativa à tarifa simples para todos os escalões a partir de 3,45 kVA, inclusive.

Tarifa tri-horária optativa na BTN ($\leq 20,7$ kVA)

Em princípio, enquanto aproximação das tarifas aos custos, é desejável introduzir uma tarifa tri-horária, mas tal exige estudos adicionais, incluindo o impacto sobre os consumidores.

Encargos de potência nas tarifas de BTN ($\leq 20,7$ kVA)

Considera-se que o assunto merece ser estudado.

Tarifa sazonal tri-horária transitória (potência contratada até 13,8 kVA)

Considera-se correta a orientação proposta.

Energia reativa — limiares de faturação e preços

Aguarda-se as conclusões do estudo encomendado pela ERSE.

Períodos horo-sazonais

— Períodos sazonais

Não há objeção à convergência de preços desde que se mantenha o mesmo nível de receitas e desde que esta tendência reflita os custos marginais.

Contudo, as empresas reguladas fazem notar que a adição da tarifa UGS aos custos marginais de produção representa uma dupla contagem de custos, uma vez que a grande maioria dos custos incluídos na UGS são custos de potência das centrais associados a regulação e a reserva girante, custos estes que já se encontram obviamente incluídos nos custos marginais de produção. Para além disso, no caso dos custos de



comercialização parece-nos bastante discutível considerar que os custos efetivos de comercialização variarem em função da energia de vazio.

- Períodos horários

Concorda-se com a introdução do novo período de supervazio, parecendo razoável a diferenciação de 10%.

Preço da energia de vazio

- Preço da energia de vazio nas tarifas com três períodos horários

Concorda-se que o preço de energia de vazio seja igual para as opções tarifárias do mesmo nível de tensão, desde que não resultem preços inferiores aos custos marginais.

Clientes abrangidos pelo artigo 90.º do RT

A fase atual da revisão da estrutura tarifária não permite ainda enquadrar a matéria do artigo 90º, devendo manter-se em vigor até à conclusão do processo de revisão da estrutura.

Interruptibilidade

Concorda-se com a nova forma de valorização da interruptibilidade através da aplicação de um desconto sobre o valor da potência interruptível contratada, na medida em que reflete melhor os custos evitados ao sistema. Na mesma linha, também se concorda com a sua aplicação em 2001.

Contudo, o regime de interruptibilidade em vigor criou expectativas que aconselham dever ser permitido aos consumidores atualmente com contratos de interruptibilidade continuarem no regime atual até ao final do respetivo contrato, em opção à adesão desde já ao novo regime. Para os contratos que terminem até ao final do primeiro período regulatório, o distribuidor deverá ser autorizado a poder suportar, nos termos do n.º 4 do artigo 7.º do RT, eventuais sobrecustos para o consumidor associado ao novo regime, durante o mesmo período.

- Opções interruptíveis

Relativamente à introdução de uma nova opção interruptível, designada por "Si3", à qual está subjacente um desconto base máximo de 13%, recorda-se que a prática foi admitida pela própria ERSE, estranhando-se que nesta fase se considere não haver elementos suficientes para avaliar a adequabilidade deste desconto. Assim, entende-se recomendar que seja feita uma rápida avaliação da situação, por forma a permitir a implementação da nova opção interruptível em 2001.

- Redução do limiar de elegibilidade

Embora ressalte da proposta das empresas reguladas, para a redução do limiar de elegibilidade da interruptibilidade dos atuais 4MW para 2 MW uma compreensível preocupação em oferecer condições mais atrativas aos clientes de MT e, nessa perspetiva, fosse aconselhável a sua introdução já em 2001, julga-se que a mesma apresenta insuficiente precisão e rigor no que diz respeito aos impactos das medidas propostas. Recomenda-se, pois, uma análise cuidadosa das repercussões decorrentes desta alteração da estrutura tarifária.

Horários tarifários

Feriados nacionais como períodos de horas de vazio, também na média tensão

Numa ótica de adequação aos custos concorda-se com o princípio, mas torna-se necessário dispor de mais elementos para avaliação do impacto.



EM GERAL

Concorda-se com a necessidade do aprofundamento das questões sobre as quais este Conselho apontou falta de elementos.

Em relação aos pontos que se considerou serem suscetíveis de implementação em 2001, a ERSE deverá desencadear as ações necessárias para o efeito.

Considera-se que os ajustamentos recomendados para vigorar em 2001 constituem apenas uma primeira fase, devendo os estudos prosseguir de modo a que uma revisão mais profunda seja possível no início do próximo período regulatório, em 2002.

Aprovado em 28 de setembro de 2000.



◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro. O artigo 24.º define as regras a que devem obedecer os encargos com os estudos de elaboração dos orçamentos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi solicitado ao Coordenador do Conselho Tarifário que este Conselho emitisse parecer sobre a *manutenção para 2000 das opções propostas e aprovadas pelo Despacho n.º 20287-A/99*.

O Conselho Tarifário sobre o atrás referido emite o seguinte parecer:

ANÁLISE DA PROPOSTA

A proposta submetida ao Conselho Tarifário, na sequência do proposto à ERSE, pelos Distribuidores Vinculados merece o seu acordo dado que esta opção tarifária é constituída à custa dos resultados das empresas, sem incidência nos níveis das tarifas dos restantes clientes, não obstante os ganhos potenciais, para todos os clientes do SEP, poderem ser significativos.

Assim o Conselho emite o parecer de acordo à proposta apresentada pela ERSE de aceitação da proposta de novas opções tarifárias para grandes clientes apresentadas pelos distribuidores vinculados, a qual deverá vigorar de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2000.

Aprovado em 17 de janeiro de 2000.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ **Regulamento do acesso às redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** ◆ [\[Consulta Pública n.º 4\]](#)

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), o "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços"⁶⁶⁵.

Ao Conselho Tarifário compete, assim, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural - "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre afixação de tarifas e preços", o qual é aprovado por maioria e não é vinculativo⁶⁶⁶.

Nos termos do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, o Presidente do Conselho de Administração da ERSE enviou à Presidente do Conselho Tarifário o documento contendo a *proposta de adaptação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento do acesso às redes e Interligações*⁶⁶⁷.

Atentas as circunstâncias específicas de recomposição do CT nos termos definidos no supra citado diploma, a Presidente do Conselho Tarifário solicitou ao Presidente do Conselho de Administração da ERSE a indicação dos membros do novo CT, em particular a Secção Especializada do Setor Elétrico daquele órgão e procedeu ao agendamento de reunião após resposta.

Retira-se que, posteriormente à convocatória foi designado o representante da ACRA - Associação dos Consumidores dos Açores faltando, assim, apenas ser assegurada a representação dos consumidores da Região Autónoma da Madeira.

Emite a secção do setor elétrico do Conselho Tarifário⁶⁶⁸, sobre a proposta o seguinte parecer:

INTRODUÇÃO

O CT-SE regista o escasso período de tempo disponível para analisar a matéria constante da proposta atento:

- (i) o momento em que foi apresentada (Ofício datado de 12 de julho, conf. nota n.º 3);
- (ii) o momento em que foram indicados os representantes no órgão da ERSE (Ofício datado de 24 de julho, conf. nota n.º 5);
- (iii) o momento em que foi efetuada a convocatória (Ofício datado de 6 de agosto);
- (iv) a data desejada para envio de parecer (25 agosto 2002, conf. referido em nota n.º 3)
- (v) as datas marcadas para reuniões do CT (26 e 27 de agosto);
- (vi) o período de férias em que ocorreram os factos referidos nos pontos anteriores.

Contudo, não pode o CT-SE deixar igualmente de registar que a matéria constante da proposta:

- (i) foi objeto de ampla e pública discussão, por consulta formal às entidades representativas dos vários interesses em jogo e pela promoção e realização de audições públicas nas ilhas da Madeira, S. Miguel, Terceira e Faial;

⁶⁶⁵ Conf. artigo 45.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁶⁶ Conf. artigo 48.º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril.

⁶⁶⁷ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".

⁶⁶⁸ Doravante abreviado por CT-SSE ou simplesmente CT.



- (ii) terá sido objeto de várias contribuições, escritas ou orais, por parte dos interessados que, certamente, virão a ter repercussão concreta na proposta final a apresentar pela ERSE.

Sem prejuízo das vantagens resultantes da consulta alargada às diversas entidades entende o CT-SE dever idealmente pronunciar-se sobre um documento mais próximo da versão final, com inclusão dos contributos parcelares das entidades consultadas.

Face ao contexto supra descrito, razões fundamentalmente pragmáticas levam o CT-SE, que cinge o seu parecer à proposta de revisão do Regulamento Tarifário⁶⁶⁹, a entender não dever transpor para o seio da discussão do CT-SE todas as propostas concretas já apresentadas à ERSE por parte de entidades com assento e representação nos órgãos da ERSE⁶⁷⁰, mas tão só selecionar algumas questões ou suscetíveis de se apresentarem como novas ou com relevo particular para serem reiteradas no âmbito deste órgão.

Finalmente, considerando que as propostas de alteração apresentadas pela ERSE incidem, por um lado, sobre aspetos diretamente conexos com a extensão da regulação às Regiões Autónomas das Açores e da Madeira e, por outro, visam introduzir aperfeiçoamentos ao regime normativo vigente não relacionados com aquela extensão, entendeu-se ajustado proceder também a essa subdistinção na presente análise.

Posto o que, a proposta referida merece as apreciações, na generalidade e na especificidade, seguidamente expostas:

II - ANÁLISE NA GENERALIDADE

a) ALTERAÇÕES RELACIONADAS COM A ADAPTAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

A decisão de extensão da regulação pela ERSE das atividades de produção transporte e distribuição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tomada no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, foi enformada por alguns princípios justificativos e orientadores também expressos no diploma legal.

O CT-SE entende que as propostas apresentadas pela ERSE respeitam globalmente os princípios estabelecidos no diploma legal supra-referido.

b) ALTERAÇÕES NÃO RELACIONADAS COM A ADAPTAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

O CT-SE considera que as propostas apresentadas pela ERSF. propósito da extensão da aplicação dos regulamentos às regiões autónomas são pertinentes e correspondem a uma preocupação de ajustamento da regulamentação à prática desenvolvida.

⁶⁶⁹ O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 18 413-A/2001, publicado no *Diário da República* n.º 203/01, II Série — suplemento —, de 1 de setembro, e nele se definem as tarifas reguladas, bem como o processo de determinação e fixação das tarifas.

⁶⁷⁰ Conf. Documentos intitulados: (i) Comentários da EDP Distribuição à proposta de Alteração dos Regulamentos de acesso às redes e às Interligações, de Relações Comerciais e Tarifário, datado de 23 de agosto; (ii) Comentários da EDA sobre os Regulamento de acesso às redes e às Interligações (RARI), Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e Regulamento Tarifário (RT), datado de 24 de agosto e; (iii) Empresa de Eletricidade da Madeira - Comentários aos documentos Regulamento de acesso às redes e às Interligações, Regulamento de Relações Comerciais, datado de 19 de agosto.



III - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

a) ALTERAÇÕES RELACIONADAS COM A ADAPTAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS

1. Equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas

A extensão da regulação às Regiões Autónomas implica alterações significativas na organização e funcionamento das empresas reguladas com reflexos na sua estrutura económica e financeira.

A salvaguarda do equilíbrio económico e financeiro, sendo objetivo também da regulação, deve ser seguido de um modo particularmente próximo nesta fase da transição para a regulação face ao histórico acumulado pelas referidas empresas e à necessidade de ajustamento a novas regras com vista à convergência.

2. Custos com convergência tarifária

2.1. Encargos da REN para com as Regiões Autónomas (artigos 82.º e 89.º do RT);

2.1.1. O custo da convergência tarifária é entregue, pela entidade concessionária da RNT às concessionárias do transporte e distribuidor vinculado das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. em duodécimos.

2.1.2. Atendendo a que o valor dos duodécimos é fixado em termos previsionais e não existindo ainda elementos disponíveis que permitam avaliar o impacto financeiro de possíveis desvios - subsistindo embora a regra geral de regularização dos mesmos ao fim de 2 anos -, importa esclarecer o tratamento a dar a desvios excecionais oriundos desta nova realidade.

2.2. Convergência de preços pelo acréscimo na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS);

O Conselho Tarifário entende ser importante clarificar o tratamento a dar a possíveis sobre custos não incorporados em UGS quando impliquem acréscimos nas tarifas de venda a clientes finais das regiões superiores valer estabelecido pela ERSE nos termos da n.º 3 de artigo 112.º e do n.º 3 do artigo 117.º do RT.

3. Ciclos Horários

O CT-SE considera vantajoso que se equacione a progressiva uniformização das opções de oferta tarifária das Regiões Autónomas idênticas às do Continente e nomeadamente, com a criação de um ciclo semanal e a adoção de igual duração dos vários períodos horários.

4. Índice de Preços Implícito no Consumo Privado

A noção de "*Índice de Preços Implícito no Consumo Privado*" constante no n.º 2 do artigo 107.º não se encontra previamente estabelecida, pelo que é suscetível de gerar dúvidas designadamente, se se refere a indicadores regionais ou à taxa de inflação do Continente (Conf. artigo 3.º do RT). O CT-SE sugere, assim, a clarificação do conceito.

b) ALTERAÇÕES NÃO RELACIONADAS COM ADAPTAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS;

1. Proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica (artigo 76.º do RT);

1.1. Observa-se que a definição do parâmetro energia da fórmula (26) constante do artigo 76.º do RT não está consentânea o considerado aquando da fixação dos parâmetros variáveis para o período de regulação em curso.

1.2. Por razões de coerência. o CT recomenda a alteração da definição tendo em conta a energia elétrica que transita na rede no nível de tensão "j".



1.3. Ainda, por razões de transparência entende o CT que aquela fórmula deveria também separar os diferentes níveis de tensão (AT e MT).

2. Valor do incentivo à qualidade de serviço (artigo 76.º do RT)

O CT-SE constata a possibilidade de sobreposição de penalizações emergentes do RT (artigo 76.º fórmula 29) e do RQS pela que recomenda a introdução de uma regra que obste à dupla penalização por uma mesma infração, expressão da norma fundamental *non bis in idem*.

3. Proveitos da atividade de comercialização de redes (artigo 77.º do RT)

A definição da taxa de remuneração desta atividade deve ser alterada por forma a ficar consistente com a definição da taxa de remuneração de comercialização do SEP constante do artigo 78.º do RT.

4. Circunscrição dos desvios ao nível de tensão

4.1. O CT sugeriu no seu [parecer](#) datado de 18 de julho de 2002, que fosse aproveitada a revisão dos Regulamentos com vista à adaptação dos regulamentos às Regiões Autónomas para se estabelecer "(...) *de forma clara e inequívoca, com introdução das fórmulas adequadas, que, no tratamento de matérias relacionadas com desvios, estes devem ficar circunscritos ao de Tensão em que se verifiquem*".

4.2. Tendo em conta que a proposta agora discutida será anterior àquele parecer não se encontra ainda contemplada tal sugestão de circunscrição da repercussão nas tarifas mesmo nível de tensão que, ora se reitera.

Aprovado em 27 de agosto de 2002.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Subregulamentação das ligações às redes do SEP ◆

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que estabelece não apenas as disposições relativas à nova organização e funcionamento, como ainda a manutenção em funções dos membros do Conselho Tarifário (CT), regulado nos artigos 45.º e seguintes dos Estatutos anexos ao mencionado diploma, sendo da competência do Conselho de Administração da ERSE promover a constituição do Conselho Tarifário na nova composição resultante dos estatutos acima referidos⁶⁷¹.

Ao Conselho Tarifário compete a emissão de parecer designadamente sobre propostas de subregulamentação do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) que envolvam a fixação de tarifas e preços.

Neste contexto, o Conselho de Administração da ERSE enviou por ofício, à Coordenadora do Conselho Tarifário, o documento intitulado "*Subregulamentação das ligações às redes do SEP - Artigos 55.º, 56.º e 59.º do RRC*", documento sobre o qual se emite o seguinte parecer⁶⁷².

I - ANÁLISE NA GENERALIDADE

O CT regista o escasso período de tempo disponível para analisar matéria sensível e relevante constante do documento que lhe foi remetido, vendo-se obrigado ao não cumprimento dos prazos de apreciação previstos no Regimento interno deste órgão, de modo a não impedir a aprovação e publicação da subregulamentação no prazo proposto pela ERSE e em conformidade com o RRC.

O referido documento merece globalmente a aprovação por parte do CT, com as especificidades referidas infra.

II - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Anexo I - Metodologia de cálculo da repartição dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado

ARTIGO 2.º

O CT manifesta o seu acordo com os princípios estabelecidos no artigo 2.º.

ARTIGO 3.º

Verifica-se a omissão de sinal, que se presume ser de subtração, na fórmula da alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º.

Igualmente no texto da alínea b) e na legenda relativa a "Er" refere-se "... encargo devido aos ..." quando, aparentemente, deverá constar "pelos".

O CT, refletindo sobre a aplicação das fórmulas do artigo 3.º, ficou com dúvidas sobre se as mesmas concretizam os princípios enunciados designadamente, como podem assegurar a igualdade de tratamento dos requisitantes iniciais.

Tomando como exemplo duas situações em que se verifiquem as mesmas condições (distância-potência) optando o distribuidor pelo sobredimensionamento numa e noutra não, como fica assegurado que os encargos para os requisitantes iniciais sejam idênticos?

⁶⁷¹ Conf. artigo 5.º, n.º 3.

⁶⁷² Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por "documento" ou "proposta".



Entende o CT que, aquele princípio de igualdade de tratamento dos requisitantes iniciais de ligações à rede sobredimensionada e não sobredimensionada, é o único compatível com os restantes princípios expressos na regulamentação.

Note-se que, nos termos do RRC, o sobredimensionamento constitui uma faculdade e opção do distribuidor tendo em vista uma afetação técnico-económica mais vantajosa dos recursos do SEP.

O CT é de parecer que as fórmulas apresentadas pela ERSE são suscetíveis de causar dúvidas quanto à sua aplicação, recomendando-se a sua melhor clarificação por forma a que sejam salvaguardados, sem margem para dúvida, os princípios estabelecidos.

ARTIGO 4.º

Contém o RRC uma dupla opção para o distribuidor:

- a) de sobredimensionar ou não e,
- b) ser ressarcido ou não do sobredimensionamento.

O artigo 4.º com a epígrafe "*ressarcimento devido pelo sobredimensionamento*" tem, assim, de ser lido neste contexto.

Contudo, o corpo do n.º 3 é suscetível de causar dúvidas quanto à obrigatoriedade de manter registo para todas as situações de sobredimensionamento, independentemente da pretensão do distribuidor de exercer o seu direito ao ressarcimento.

Sabendo-se que existem casos em que a pretensão de não ressarcimento é assumida *ab initio* pelo distribuidor, parece coerente que o registo não seja obrigatório nestas situações.

Igualmente, parece vantajoso clarificar a valorização do sobredimensionamento com vista a incentivar opções de sobredimensionamento para uma melhor afetação técnica e economicamente mais vantajosa de recursos no SEP

Por razões de coerência, transparência e repercussão eventual nas tarifas, considera ainda o CT que não se devem propugnar fórmulas de cálculo do sobredimensionamento incompatíveis com as regras de contabilidade (diferença entre o custo da obra e a comparticipação paga pelo requisitante).

Anexo II - Encargos relativos ao reforço das redes do SEP

A subregulamentação em análise segue proximamente, com alterações pontuais, o Despacho n.º 14030-A/99 como, aliás, resulta dos quadros comparativos que integram o documento.

ARTIGO 2.º

No artigo 2.º, sob a epígrafe "Definições", constata-se uma alteração do texto da alínea b) que resulta menos clara que a anterior definição.

O CT sugere assim que a redação a adotar seja a seguinte:

"(...) b) Potência de referência (Pref) — é o valor pré-determinado de potência requisitada acima do qual deverá ser exigido aos requisitantes a comparticipação nos custos de reforço da rede, nos termos do artigo 56.º do RRC (...)".

ARTIGO 6.º

O corpo do n.º do artigo 6.º, embora idêntico ao do Despacho n.º 14030-A/99, como, aliás, resulta das tabelas comparativas anexas no documento da ERSE, parece aqui introduzir uma condição inexistente no RRC, *infra* em sublinhado:

*"Artigo 6.º**Comparticipação em caso de aumento da potência requisitada*

1 — Para efeitos de cálculo do valor da participação nos custos de reforço da rede a suportar pelo requisitante de um aumento de potência, envolvendo uma modificação do ramal de alimentação, são consideradas as seguintes variáveis: (...)"

Sendo o RRC posterior ao Despacho n.º 14030-A/99, deverá o primeiro prevalecer. Assim, em conformidade, o CT entende que a condição expressa entre vírgulas deve ser suprimido passando assim o corpo do artigo a ter a seguinte redação:

*"Artigo 6.º**Comparticipação em caso de aumento da potência requisitada*

1 — Para efeitos de cálculo do valor da participação nos custos de reforço da rede a suportar pelo requisitante de um aumento de potência são consideradas as seguintes variáveis: (...)"

ARTIGO 5.º

A EDP-Distribuição apresentou ao CT o documento que se anexa ao presente parecer, tendo em vista a justificação complementar a que se alude na página 22 da proposta ora em apreciação, e com relevo para efeitos de justificação dos valores relativos aos encargos com o reforço das redes do SEP para ligações em MT e BT e cálculo do novo fator de simultaneidade em MT.

A ERSE, na sua proposta, optou por manter os valores unitários de participação de 1999, sem qualquer justificação também - para além do indiciado na página 41 - e sem sequer equacionar uma qualquer atualização através de um índice de preços adequado.

Tendo a proposta em análise mantido os valores existentes em 1999, com base na falta de justificação da empresa regulada, e tendo, entretanto, sido apresentado o documento complementar, o CT recomenda a apreciação do mesmo por parte da ERSE tendo em vista uma eventual retificação dos valores finais a aprovar.

Anexo III - estudos para a elaboração do orçamento

A subregulamentação em análise segue proximamente o Despacho n.º 17171-A/99 como, aliás, resulta dos quadros comparativos que integram o documento, com algumas adaptações tendo em conta o novo RRC e as propostas apresentadas pelas empresas reguladas.

O CT entende que os objetivos preconizados se encontram concretizados na proposta pelo que, para além do que observa seguidamente, nada tem a aditar ou comentar ao mesmo:

ARTIGO 5.º

O n.º 5 do artigo 2.º, sob epígrafe "*Estudos de orçamentação para ligações às redes de distribuição*", tendo seguido a redação do Despacho revogado, é menos conforme ao RRC que ora se visa regulamentar, em concreto, ao seu artigo 58.º, n.º 5.

Sugere assim o CT a alteração da redação para:

*"Artigo 2.º**Estudos de orçamentação para ligações às redes de distribuição*

(...) 5 — Nos casos referidos no n.º 3, o orçamento pode incluir uma cláusula de reserva, nos termos do n.º 5 do artigo 58.º do RRC (...)"

Aprovado em 26 de junho de 2002.



◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ [\[Consulta Pública n.º 2\]](#)

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95 e no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, o Conselho Tarifário emite parecer sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou à Coordenadora do Conselho Tarifário o documento que contém as *propostas de revisão dos regulamentos Tarifário, de Relações Comerciais, do Despacho e do acesso às redes e às Interligações*, solicitando emissão do competente parecer sobre a proposta relativa ao Regulamento Tarifário.

Sobre o pedido formulado pelo Conselho de Administração da ERSE e tendo em conta a documentação atrás citada, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

PONTO PRÉVIO

O Conselho Tarifário (CT) considera que a sequência de consultas adotada pela ERSE não é a mais correta, uma vez que a este Conselho foi solicitado parecer em simultâneo com a submissão da proposta a discussão pública e à audição de entidades exteriores. Embora se pretenda proporcionar uma oportunidade para também o CT se pronunciar sobre documentos em fase de discussão pública, entende este Conselho não ser esta a sua função, mas sim pronunciar-se sobre o documento que resultará da agregação das várias sensibilidades que a ERSE entenda incorporar. Assim, considera-se que os comentários constantes do presente documento constituem apenas um contributo para o aperfeiçoamento da proposta apresentada.

APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

A proposta de revisão em análise, em particular na parte que se refere à inserção dos vários temas nos diferentes regulamentos, apresenta uma estrutura melhor organizada e de mais fácil compreensão, sendo acompanhada de um mínimo de informação prévia explicativa das opções tomadas na sua elaboração.

No que respeita especificamente ao Regulamento Tarifário (RT), o texto introdutório, embora bem estruturado, deveria também enquadrar alternativas a algumas das soluções propostas.

Assinala-se a existência de algumas "gralhas" e imprecisões ao longo do texto apresentado, que se espera venham a ser objeto de cuidada análise e correção para que não prejudiquem o documento final a publicar.

APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

1 - Modelo de regulação económica das atividades

1.1 Abertura de mercado. Equilíbrio SEP/SENV



A presente proposta de RT terá de se adequar à abertura de mercado que se anuncia poder vir a ocorrer a partir de janeiro de 2002, prevendo-se que possam vir a ser elegíveis todos os clientes MAT, AT e MT, universo que representa cerca de 45% do consumo do Continente.

A dimensão apreciável desta abertura de mercado coloca grandes responsabilidades sobre a adequação do modelo económico subjacente à regulação. Caso a diferença entre as tarifas finais dos clientes elegíveis do SEP e as correspondentes tarifas de acesso de clientes do SENV não seja correspondente aos custos efetivamente evitados ao SEP, a transferência do SEP para o SENV será criadora de ineficiência económica global.

Dada a incerteza associada às transferências entre SEP e SENV e não obstante as atuais limitações da oferta, não deixa de ser conveniente a adoção explícita de mecanismos reequilibradores. Neste sentido, julgamos não ser adequada a eliminação do mecanismo previsto no Regulamento em vigor que permite a transferência para a tarifa UGS de custos deixados inativos no SEP pelas transferências de clientes para o SENV.

1.2 - Fórmulas dos Proveitos permitidos

1.2.1 Aquisição de energia elétrica (AEE)

Na proposta de revisão do RT, os proveitos permitidos à REN para cobrir os encargos com a aquisição de energia elétrica são repartidos entre uma componente fixa e uma componente variável. A primeira corresponde essencialmente aos custos fixos dos contratos de aquisição de energia elétrica e a segunda aos encargos variáveis daqueles contratos, adicionados dos custos de importação e deduzidos dos proveitos de exportação.

Prevê-se, ainda, que estes encargos sejam faturados mensalmente ao distribuidor vinculado sem que sejam função das quantidades de consumo SEP abastecidas a partir da REN. No caso de ocorrerem desvios significativos entre as quantidades previstas e as quantidades ocorridas, gerar-se-ão desvios de sinais opostos entre a REN e a Distribuição.

Um processo para compensar estes riscos opostos poderia ser o da introdução de um termo adicional na componente de encargos variáveis, proporcional ao desvio de consumo. A constante de proporcionalidade mais adequada para o efeito seria o custo marginal de curto prazo relativo à aquisição de energia elétrica.

12.2 - Gestão global do sistema (GGS)

Assinala-se que nos proveitos aceites para a atividade GGS são eliminadas as componentes relativas à transferência de custos de aquisição de energia elétrica implicada por uma saída significativa de clientes para o SENV e os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o que se afigura incorreto. Para além deste aspeto julga-se que seria criado um equilíbrio mais justo entre o SEP e o SENV se os custos transferidos da atividade AEE para a GGS, relativos a reserva do sistema produtor, incluísse não só a reserva girante, mas também a reserva parada, já que particularmente as transações que vierem a ocorrer no mercado de energia, em relação às quais não é possível estabelecer o conceito de bilateralidade física, irão beneficiar indevidamente da reserva parada do SEP.

12.3 - Transporte de energia elétrica (TEE)

A fórmula proposta pela ERSE para os proveitos permitidos da atividade de TEE prevê que os custos de operação e manutenção da rede de transporte deixem de ser valores ocorridos e passem a ser valores negociados com a ERSE.

Carecem de melhor justificação as vantagens associadas à passagem para uma regulação mista face à atual regulação por custos aceites.

12.4 - Comercialização de redes e comercialização no SEP



Na atividade comercial há dificuldade em identificar que custos podem ser evitados quando um cliente se transfere do SEP para o SENV (tendencialmente não existem custos evitados, existem sim custos transferidos).

Para colmatar esta dificuldade só existem duas alternativas justas e equilibradas:

- a) criar uma tarifa de comercialização de redes específica para cada tipo de clientes (SEP e SENV);
- b) criar uma tarifa única de comercialização que abranja a comercialização de redes e a comercialização do SEP, destacando a compra e venda de energia.

Para além disso, tendo estas atividades incluídas a gestão de cobrança, com os inerentes riscos associados, deverá ser considerada uma margem de comercialização que não se encontra evidenciada na proposta.

1.3 - Ajustamentos

Globalmente, considera-se que para uma transmissão mais adequada no tempo dos ajustamentos, deveria equacionar-se ajustamentos provisórios no momento $t+1$, em vez da prática corrente, e mantida na proposta de revisão, de efetuar os ajustamentos em $t+2$.

Reconhece-se que não deverão deixar de ser avaliados mecanismos que resolvam desvios significativos em variáveis exógenas ao setor.

No caso específico dos ajustamentos dos impactos das alterações nos custos dos combustíveis, e independentemente do período de ajustamento que vier a ser definido, está implícita na proposta da ERSE a admissão da volatilidade dos preços do SEP, sem que estejam previstos mecanismos que impeçam um aproveitamento oportunístico (de entrada e saída) por parte de clientes do universo elegível.

1.4 - Incentivos propostos para as empresas reguladas

No Regulamento atualmente em vigor existem alguns incentivos explícitos nas atividades de distribuição e de comercialização, como sejam os que visam a redução de perdas, os que pretendem promover a proteção do ambiente e os que visam a implementação de ações de gestão da procura. Os custos previsionais destas ações são aceites no próprio ano t , sujeitos a ajustamento posterior no ano $t+2$.

Na proposta agora apresentada o reconhecimento dos custos destas ações passa a verificar-se à posteriori apenas no ano $t+2$.

Por outro lado, as medidas relativas ao ambiente e à gestão da procura passarão a estar submetidas a um procedimento que prevê a apresentação de programas de ação anuais para cada período de regulação, no início do mesmo, sujeitos a aprovação pela ERSE.

Considera-se que as alterações introduzidas vão no sentido da redução do incentivo, quando tanto as políticas nacional e internacional se orientam cada vez mais na preocupação pelos temas em causa.

A apresentação de planos trianuais, tal como é indicado na proposta, parece não permitir a eventual introdução, ao longo do período, de medidas inicialmente não previstas e que poderão resultar, para além de outros aspetos, de orientações de política nacional.

Assim, sugere-se a retoma do mecanismo atual mesmo que se venha a considerar, no ano t , apenas uma quota parte do incentivo previsto, e que os planos a apresentar à ERSE possam ser reavaliados anualmente.

Acresce, no que se refere às perdas, que os incentivos passam a ser considerados por nível de tensão, o que apresenta dificuldades de aplicação dada a incerteza associada ao cálculo das perdas com esta discriminação, sobretudo para os níveis de tensão mais baixos.

Na proposta é introduzido um novo incentivo, relativo à qualidade de serviço e associado às interrupções de fornecimento, que é, na realidade um incentivo/penalização, pois poderá atuar nos dois sentidos.



Ora, tendo em conta que a penalização por não cumprimento de padrões de qualidade de serviço relativos à continuidade do fornecimento está já considerada no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o mecanismo agora proposto poderá resultar numa dupla penalização para a mesma causa, o que terá legalidade duvidosa.

Considerando-se que os valores de referência para uma adequada qualidade de serviço deverão ser estabelecidos no RQS, que não considera estímulos para que esses valores sejam ultrapassados no sentido positivo, parece que o RT apenas deverá conter incentivos positivos, promovendo um equilíbrio com o RQS e evitando a dupla penalização.

No caso particular da REN, o mecanismo regulatório proposto para a criação do Plano de Promoção da Qualidade Ambiental, está desajustado da realidade dos constrangimentos ambientais que a REN tem de gerir, não se entendendo o mecanismo proposto, pelo que deverá ser revisto.

2 - Estruturas tarifárias, aditividade e potência tomada

Partilham-se os objetivos de construção de um sistema tarifário mais transparente e sem subsidiações cruzadas. Contudo, há dúvida de que estes objetivos sejam atingidos através da metodologia constante da proposta.

A proposta de revisão em apreciação mantém o conceito de aditividade de proveitos permitidos nas várias atividades, que se considera correto, e pretende estender este conceito às próprias estruturas tarifárias. Para conseguir este objetivo, a ERSE propõe a substituição do conceito de "potência tomada" mensal (máxima potência média de 15 minutos, fora das horas de vazio) pelo de "potência média em horas de ponta", propondo, ainda, que tal grandeza se continue a designar por "potência tomada", embora o número de horas de ponta mensais seja muito mais elevado (em média, cerca de 90 horas).

A integração da "potência tomada" neste tipo de período, tão longo, significa que, na realidade, se substituiu a tarifação da potência tomada por uma tarifação adicional da energia de horas de ponta.

Quer as tarifas de utilização de redes, quer as tarifas de venda a clientes finais, até ao nível da 'BTE', passariam, de acordo com esta proposta, a utilizar este novo conceito de "potência tomada".

Teme-se que este facto seja gerador de ineficiências económicas, tanto a nível do dimensionamento de redes, como do próprio sistema electroprodutor, por não dar o incentivo adequado para a gestão da carga de consumo, com redução das correspondentes pontas.

No caso extremo da tarifa de uso da rede de transporte, de acordo com a proposta da ERSE, a única variável de faturação passaria a ser a potência média em horas de ponta.

A título de exemplo refere-se que a proposta apresentada poderá ter como efeito que um cliente com um diagrama uniforme, ao longo de todo um período mensal, pudesse ter uma fatura idêntica ao de um cliente que consumisse o dobro da potência durante metade do mês.

Além disso, será conveniente não se perder de vista que os horários tarifários, restringidos a apenas duas "estações" anuais, podem ser inadequados à forma concreta dos diagramas globais de consumo de alguns meses do ano, cujas pontas poderão ocorrer tendencialmente em horas cheias e não de ponta.

A maior uniformidade de consumo deve ser incentivada, considerando-se que a 'potência tomada' mensal, em período de 15 minutos, constitui uma boa medida da dispersão, relativamente ao valor médio implícito nas contagens de energia, pelo que deve ser conservada como variável de faturação.

Para além destes aspetos, reitera-se a necessidade de assegurar que a diferença entre as tarifas a clientes finais e as tarifas de acesso para o mesmo nível de tensão correspondam efetivamente aos custos evitados ao SEP, quando se dá a transição de um cliente do SEP para o SENV.



3 - Equipamento de contagem

A aceitação regulatória dos custos de instalação da telecontagem nos clientes de MT, alocando esses custos a uma tarifa específica desse nível de tensão é um aspecto positivo da proposta em análise.



Contudo, a obrigatoriedade proposta pela ERSE deverá ser contraposta com:

- a) o interesse de cada um dos clientes visados, em particular quando estes tiverem também que suportar custos;
- b) os recursos disponíveis;
- c) a prioridade de instalação subordinada a uma análise custo-benefício inerente à estratificação do universo a abranger.

4 - Transferência para a Distribuição da faturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados

A transferência para a Distribuição da faturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados implica que a Distribuição passe a assumir um risco de cobrança que até aqui não suportava no Regulamento em vigor relativamente aos clientes do SENV e que pode vir a ter uma dimensão significativa. Para fazer face a este risco deveria prever-se a sua cobertura na remuneração da comercialização de redes.

4.2 - Faturação detalhada

A faturação detalhada enquanto princípio é um elemento fundamental da informação dos consumidores, assumindo particular relevância num mercado totalmente liberalizado, o que não é o caso. Contudo, o detalhe subjacente à proposta da ERSE, ou seja, discriminação dos preços pelas diversas atividades do setor, não parece ser o mais adequado para uma informação útil dos consumidores.

Em alternativa propõe-se a disponibilização do tarifário detalhado por outros meios de divulgação.

Em conclusão:

O Conselho Tarifário espera que os contributos aqui apresentados venham a ser ponderados na versão definitiva do Regulamento Tarifário.

Por último, este Conselho não quer deixar de sublinhar dois aspetos significativos:

- a) Os custos adicionais gerados ao longo do ano 2000, devidos, principalmente, ao aumento anormal do preço dos combustíveis, e que deverão ser recuperados nas tarifas de 2002, colocam um sério problema na sua forma de repercussão, tendo em conta a abertura que se propõe promover a partir de 2002. Entende-se que não deverão ser só os clientes que permanecerem no SEP em 2002 a suportar estes encargos, sugerindo-se a utilização da tarifa UGS como tarifa de recuperação do desvio.
- b) À luz da experiência ocorrida, deveria procurar-se definir os limiares, a partir dos quais deverá ser acionado o mecanismo de revisão excecional das tarifas.

Aprovado em 24 de julho de 2001.

[\[Parecer integral digitalizado\]](#)



◆ Alteração do regime de interruptibilidade ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O atual regime de interruptibilidade constante do Regulamento Tarifário é o que resulta das novas opções definidas no Despacho n.º 245564/2000, publicado no *Diário da República* n.º 276/98, II Série, de 15 de setembro e que alterou o regime previsto no Regulamento Tarifário aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro.

O Conselho de Administração da ERSE enviou à Coordenadora do Conselho Tarifário *proposta apresentada pela EDP Distribuição-Energia, S.A., no sentido de alterar o regime de interruptibilidade* em dois aspetos:

- alteração dos parâmetros das fórmulas de desconto associada às opções S12 e S13;
- redução de 4MW para 3 MW do limiar da potência contratada que permite o acesso ao regime de interruptibilidade.

Pela mesma carta, é submetido um projeto de despacho com vista à alteração preconizada pela ERSE, sobre o qual se solicita ao Conselho Tarifário o respetivo parecer.

Tendo em conta os documentos atrás referidos, o Conselho Tarifário aprova o seguinte parecer:

- 1 - O Conselho Tarifário nada tem a opor ao projeto de Despacho submetido pela ERSE, propondo apenas que o texto do n.º 2 passe a ter a seguinte redação:
"2 - Os clientes finais podem optar entre o regime de interruptibilidade de que dispõem atualmente e o regime ora criado.", por se considerar que deste modo torna-se mais clara a opção em causa.
- 2 - No que se refere à proposta de redução de 4MW para 3 MW do limiar da potência contratada que permite o acesso ao regime de interruptibilidade, o Conselho Tarifário já se pronunciou no [parecer](#) emitido em 14 de novembro de 2000.

Aprovado em 13 de julho de 2001.



◆ Cálculo do valor da caução ◆

I - INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário⁶⁷³, cuja composição, competência e funcionamento encontram-se reguladas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer designadamente sobre a proposta de metodologia para cálculo do valor da caução.

O Conselho de Administração da ERSE enviou por ofício, à Coordenadora do Conselho Tarifário, o documento intitulado "*Cálculo do valor da caução - artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 195/99 e artigo 111.º do RRC*"⁶⁷⁴, documento sobre o qual se emite o seguinte parecer:

II - ANÁLISE NA GENERALIDADE

O documento apresentado a discussão e parecer encontra-se bem estruturado e segue proximamente a proposta da EDP-Distribuição.

O referido documento merece globalmente a aprovação por parte do CT, com a especificidade referida infra.

III - ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Cálculo do valor da caução para clientes em BTN

A proposta da ERSE introduz um limite no valor da caução com base nos consumos dos últimos seis meses, critério que parece adequado à situação de incumprimento subjacente à prestação de caução pelos clientes em BTN.

Ao CT parece ser mais consentâneo com o espírito do RRC o estabelecimento do método proposto como regra e a aplicação da fórmula nos casos em que tal não for possível pela inexistência de histórico, invertendo-se de algum modo a lógica e sistematização prevista.

Assim, o CT propõe a alteração do artigo 3.º da proposta da ERSE nos seguintes termos:

"Artigo 3.º

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o valor da caução a prestar pelos clientes com uma potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW (BTN), corresponde a 1,5 vezes o valor médio das faturas dos últimos seis meses.

2 - Para os clientes em BTN que não possuam um histórico de pelo menos seis meses, o valor das cauções é calculado por aplicação da fórmula seguinte: (...)"

⁶⁷³ Conf. alínea c) do n.º 1 do artigo 7.º dos Estatutos da ERSE.

⁶⁷⁴ Doravante podendo ser abreviadamente designado por documento ou proposta sem referência complementar.



Propõe igualmente o CT que a ERSE proceda aos eventuais e necessários ajustamentos no restante documento.

Aprovado em 26 de março de 2001.



◆ Alteração do Regulamento Tarifário ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a fixação de tarifas e preços e sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro, prevendo no n.º 2 do artigo 72.º, conjugado com o artigo 85.º que a ERSE inicie o processo de revisão do Regulamento Tarifário, no caso de considerar que as alterações propostas são significativas.

Tendo em conta as "propostas" apresentadas pelas empresas reguladas no âmbito da primeira fase de revisão da estrutura tarifária e o [parecer](#) emitido pelo Conselho Tarifário sobre as mesmas propostas (cf. parecer de 2000-09-28), a ERSE procedeu à elaboração de uma proposta de alteração dos artigos 55.º, 56.º, 59.º e do regime de interruptibilidade definido no anexo do Regulamento Tarifário.

Com o objetivo de recolher do Conselho Tarifário comentários e sugestões sobre a referida proposta de alteração, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta de alterações ao Regulamento Tarifário*", solicitando que o Conselho Tarifário se pronuncie no prazo de 30 dias a contar da data de receção da carta.

Sobre o documento atrás citado, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

O Conselho Tarifário concorda genericamente com a proposta de alterações do Regulamento Tarifário. Contudo referem-se os seguintes pontos:

Tarifa social

Segundo o [parecer](#) anteriormente emitido pelo Conselho Tarifário, sobre as propostas apresentadas no âmbito da 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária, "O acesso à tarifa social deve ser restringido aos contratos relativos a casas de habitação, devendo o conceito limitar-se à noção de habitação principal/permanente". Nestes termos, considera-se que o texto do n.º 5 do artigo 55.º do [Regulamento Tarifário](#) deve ser modificado no sentido do parecer do Conselho Tarifário.

Período horário adicional super vazio

Aquando da emissão do parecer sobre as propostas apresentadas no âmbito da 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária, o Conselho Tarifário atendeu ao princípio de que os preços devem refletir os custos, não tendo discutido valores nem compensações decorrentes da alteração proposta.

Comentários adicionais sobre a repercussão desta alteração no tarifário para 2001 são remetidos para o parecer sobre o documento relativo à proposta de tarifas.



Interruptibilidade

- Opções interruptíveis

O texto justificativo da alteração introduzida deve deixar bem claro que a opção oferecida é entre o atual regime ou a adesão ao novo regime com duas opções de interruptibilidade.

De modo a manter-se a coerência com a cláusula 2.ª do Anexo ao Regulamento Tarifário, o quadro 4 (Estrutura das tarifas) deve ser corrigido, eliminando-se as "x" na coluna da interruptibilidade, para as potências contratadas 2 MW.

- Limiar de elegibilidade

O Conselho Tarifário, tendo presente o parecer que emitiu acerca da proposta de redução do limiar de elegibilidade, apresentada no documento relativo à 1.ª fase de revisão da estrutura tarifária, entende tomar uma nova iniciativa no sentido de compatibilizar a oferta de condições mais atrativas aos clientes de MT com uma adequada repartição dos custos e benefícios para todos os agentes do SEP. Assim, propõe-se:

- a redução do limiar de elegibilidade dos atuais 4MW para 3MW;
- que o sobrecusto proveniente desta redução não seja relevado nos custos previsionais das tarifas fixadas para 2001, por se considerar não ter um valor suficientemente significativo. O sobrecusto que vier a ocorrer será objeto da metodologia de acerto dois anos depois, de acordo com o mecanismo previsto no Regulamento Tarifário.

Na sequência desta proposta, refere-se que deverão ser alteradas em conformidade as cláusulas 2.ª e 4.ª do Anexo "Regime de interruptibilidade" ao Regulamento Tarifário.

Aprovado em 14 de novembro de 2000.



Período regulatório
1998-1999



eletricidade



I.COMPOSIÇÃO DO CONSELHO



| | |
|---|--|
| <i>Carlos Botelho</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>Fernando Carvalho</i> | Representante das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) |
| <i>Jorge Silva Simão</i> <i>João Pato Ribeiro</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: UGC - União Geral de Consumidores |
| <i>Maria Odete Pereira</i> <i>Vítor Rabaça</i> (a partir de 30.06.97) | <i>Representante do Instituto do Consumidor (Coordenador)</i> |
| <i>Vítor Machado</i> | Representante das associações de defesa do consumidor: DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor |
| <i>Vítor Vieira</i> | Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de eletricidade |



II. PARECERES



1. PARÂMETROS, TARIFAS E PREÇOS



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000 ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º daquele primeiro diploma são definidos os órgãos da ERSE, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

Nos termos do n.º 1 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE elabora proposta de tarifas reguladas, até 15 de outubro de cada ano.

Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do número 5 do mesmo artigo 73.º, a emissão de parecer sobre a proposta tarifária, no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

Os pareceres do Conselho Tarifário são, ao abrigo do n.º 4 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, aprovados por maioria, não sendo vinculativos.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000*", para que o Conselho Tarifário, emita parecer nos termos do artigo 73.º do Regulamento Tarifário.

ANÁLISE NA GENERALIDADE

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer um enquadramento legal sobre a temática de tarifas e preços de eletricidade em Portugal continental.

O documento prossegue com uma descrição de toda a atividade que envolve o processo de fixação de tarifas, apresenta o conjunto de informação enviada pela REN e pelos distribuidores vinculados, os valores adotados pela ERSE e a justificação da sua adoção, os proveitos permitidos para cada atividade e o impacto no preço médio do SEP e nos resultados das empresas.

Finalmente, o documento entra no cálculo das tarifas para 2000 e define as tarifas, parâmetros e preços a vigorar em 2000.

Por último, e no seguimento do que tem vindo a ser prática relativamente às tarifas de anos anteriores, é feita uma análise da evolução dos preços médios de venda de energia elétrica em cada nível de tensão bem como a comparação dos preços de energia elétrica com a média comunitária a 1 de janeiro de 1999.

Pelo exposto, o Conselho Tarifário considera que o documento submetido se trata de um documento bem estruturado e que obedece aos mecanismos previstos no Regulamento Tarifário no que se refere ao processo de elaboração da proposta de fixação de tarifas e preços.

ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Estruturas tarifárias

Todos os parceiros interessados nas questões do setor elétrico consideram a necessidade de uma revisão da estrutura tarifária. Esta questão foi, inclusivamente, objeto de discussão e reflexão desde o início da implementação da regulação do setor.



Várias ações foram levadas a cabo neste sentido, por iniciativa, quer da própria ERSE quer da empresa da Rede Nacional de Transporte e dos distribuidores vinculados, criando desta forma alguma expectativa quanto à sua rápida introdução no sistema tarifário, nomeadamente através da possibilidade da sua consideração no tarifário de 2000.

O Conselho Tarifário está consciente da complexidade desta matéria, e da necessidade de estudos prévios que permitam avaliar com a segurança necessária os impactos de tais medidas, mas considera que a questão deve ser tratada com a celeridade possível. Os esforços necessários para uma revisão da estrutura tarifária a implementar nas tarifas de 2001 seriam apreciados e desejáveis, o que permitiria que a sua entrada em vigor ocorresse durante o primeiro período de regulação, tal como proposto no [parecer](#) do Conselho Tarifário, sobre a proposta de [Regulamento Tarifário](#), emitido em 29 de julho de 1998.

Remuneração dos ativos relativos a terrenos das centrais do SEP

O Conselho Tarifário analisou esta questão, tendo tomado conhecimento para além do texto sobre esta matéria, inserido na proposta de tarifas para 2000, apresentada pela ERSE, de mais três pareceres, um deles a solicitação da ERSE e outros dois a solicitação da empresa concessionária da Rede Nacional de Transporte. Este assunto não obteve consenso, no âmbito do Conselho Tarifário. Sugere-se que a ERSE continue a analisar esta matéria.

Taxas de rentabilidade de atividades de transporte e distribuição

Aquando da análise da proposta de tarifas para 1999, o Conselho Tarifário levantou a questão da suficiência e da consistência da demonstração apresentada na proposta da ERSE, nomeadamente pela ausência de qualquer comparação internacional, de que as taxas de remuneração de atividade de transporte e distribuição fossem compatíveis com o mercado de capitais. O Conselho Tarifário tomou conhecimento dum estudo contendo este tipo de comparações apresentado também à ERSE pelas empresas de transporte e de distribuição. O Conselho reitera a necessidade de um estudo desta natureza que seja levado a cabo pela Entidade Reguladora.

Comparação com a média comunitária

O Acordo de Concertação Estratégica 1996/1999, celebrado entre o Governo e os Parceiros Sociais consagrava, nas questões da eletricidade, nomeadamente, a necessidade de fazer convergir os preços da eletricidade, no horizonte de 1999 com a média comunitária. A ERSE apresentou um estudo intitulado "Comparação de preços da eletricidade na União Europeia" no qual eram explanadas várias metodologias de comparação, e sobre o qual foi, pelo Conselho de Administração da ERSE, solicitado parecer ao Conselho Tarifário. Em 29 de junho de 1998, o referido Conselho emitiu o [parecer](#) que concluía por:

- Consenso na metodologia dos consumidores tipo, ponderando, para cada um dos segmentos doméstico e industrial, o preço médio de cada consumidor-tipo de cada país pela estrutura de consumo portuguesa.
- Consenso na metodologia de conversão de preços através de taxas de câmbio.
- Consenso na adoção da média aritmética simples dos 15 atuais países da União Europeia.
- Consenso no entendimento de horizonte de 1999, como sendo aquele que se refere às tarifas que forem fixadas para o ano de 1999.

O documento da ERSE que fixou as tarifas em vigor em 1999, apresentou a análise da situação dos preços de energia elétrica praticados em Portugal comparando-a com a média comunitária, em Janeiro de 1998, dentro da metodologia atrás referida a qual situava os preços nacionais, naquela data em : + 5,4 % para os industriais e de + 0,05% para os domésticos.



No documento de proposta de tarifas para o ano 2000, a ERSE inclui uma análise homóloga que apresenta a situação em 1 de janeiro de 1999, comparando as tarifas nacionais com as dos restantes países da União Europeia. Naquela data as tarifas nacionais situavam-se abaixo da média comunitária em ambos os segmentos, industrial e doméstico no valor de -2,31 % e -2,06%, respetivamente.

Reconhece-se por outro lado que em anos futuros, e à medida que o mercado for sendo liberalizado, cada vez será mais difícil fazer comparações com a média europeia dado que as tarifas abrangem cada vez menor número de consumidores e que preços não regulados, não são, em princípio, conhecidos. Não obstante o atrás referido, recomenda-se que a ERSE mantenha informação atualizada quanto à comparação das tarifas nacionais com as tarifas europeias.

Outros aspetos de ordem técnica

- Custos não reconhecidos, por falta de justificação, relativos ao fornecimento de serviços externos pela EDP, SA à REN;

O Conselho Tarifário tomou conhecimento que a REN enviou à ERSE, em 99.11.05, justificação para os referidos custos.

- Determinação dos parâmetros de fixação anual para a determinação dos proveitos reconhecidos

O Conselho Tarifário considera que, parâmetros intermédios utilizados no cálculo de tarifas, devem seguir um princípio de neutralidade, não se julgando haver necessidade de os arredondar apenas a duas casas decimais, o que nalguns casos levará à utilização de fatores multiplicativos com apenas dois algarismos significativos. Deverá a ERSE apresentar uma proposta para o referido arredondamento, por forma a esta situação ter regras claramente definidas, aquando do cálculo dos desvios e do recálculo dos parâmetros para o ano seguinte.

- Tarifa de energia e potência

Segundo o representante da REN, o preço médio de energia e potência ocorrido nos primeiros seis meses de 1999, situa-se dois por cento abaixo do correspondente valor suposto pela ERSE quando da fixação da respetiva tarifa. A metodologia utilizada no ponto 8.2 parece não obviar que o mesmo se venha a passar na fixação das tarifas para 2000, tendo sido este assunto submetido, aquando da sua discussão pelo Conselho Tarifário, à ERSE para análise.

CONCLUSÃO

As tarifas propostas no documento " Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000 — Portugal Continental" estão de acordo com os preceitos fixados no Regulamento Tarifário, conseguindo atingir os princípios gerais de regulação, pelo que o Conselho Tarifário não vê objeção à descida de 0,6% para as tarifas de 2000.

Aprovado em 15 de novembro de 1999.



◆ Resposta da ERSE ◆

O Conselho de Administração da ERSE recebeu a 15 de novembro o parecer emitido pelo Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000", nos termos do artigo 73.º do Regulamento Tarifário.

O parecer faz uma análise na generalidade da proposta da ERSE onde conclui tratar-se de um "documento bem estruturado e que obedece aos mecanismos previstos no Regulamento Tarifário".

Sobre as questões levantadas na análise na especialidade, oferecem-se os seguintes comentários:

ESTRUTURA TARIFÁRIA

Durante o processo de consulta pública sobre a proposta de regulamentos da ERSE, foi amplamente reconhecida a necessidade de proceder à revisão da estrutura tarifária, nomeadamente pelo Conselho Tarifário que no parecer sobre a proposta de Regulamento Tarifário⁶⁷⁵, considera "[i]mportante que se caminhe rapidamente para uma estrutura mais coerente, equilibrada e transparente, pelo que é considerado desejável que seja encarado, a curto-prazo, o estudo de revisão da atual estrutura tarifária, por forma a que possa entrar em vigor, ainda durante o primeiro período de regulação, [...]".

No parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000" o Conselho Tarifário, recomenda que a questão seja "[t]ratada com a celeridade possível". Nesse sentido julga a ERSE conveniente apresentar os seguintes esclarecimentos sobre o processo de revisão tarifária em curso.

O processo de revisão da estrutura tarifária teve início em janeiro de 1999, com a realização de uma reunião na ERSE, que teve como objetivo lançar as bases da discussão sobre este assunto e para a qual foram convidadas a estar representadas empresas e outras entidades direta ou indiretamente relacionadas com o setor elétrico.

Posteriormente, as entidades titulares de licença vinculada de distribuição propuseram à ERSE elaborar os estudos necessários à preparação de uma proposta de revisão da estrutura tarifária.

Em julho de 1999 a ERSE recebeu um relatório preliminar, elaborado pelas empresas com o apoio de um consultor externo, onde é feita a análise de eventuais distorções tarifárias e onde se apresenta um conjunto de propostas de alteração da estrutura tarifária em vigor.

Antes de passar à discussão das propostas preliminares apresentadas pelas empresas, a ERSE julgou indispensável analisar e discutir algumas hipóteses e questões metodológicas subjacentes. Nesse sentido, foi enviado às empresas um documento com os comentários da ERSE, onde são identificadas questões de fundo relacionadas com a metodologia seguida e alguns aspetos de natureza formal, sendo também sugeridos alguns aperfeiçoamentos. Aguarda-se a marcação de uma reunião com o objetivo de esclarecer esses aspetos e de acordar o calendário e a direção das próximas etapas.

Por último, recorda-se que a revisão da estrutura tarifária implica alterações ao Regulamento Tarifário, cuja aprovação obedece a regras estabelecidas que incluem nomeadamente um processo de consulta pública e o parecer do Conselho Tarifário.

REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS RELATIVOS A TERRENOS DAS CENTRAIS DO SEP

De acordo com o parecer emitido, "O Conselho Tarifário analisou esta questão, tendo tomado conhecimento para além do texto sobre esta matéria, inserido na proposta de tarifas para 2000, apresentada pela ERSE, de mais três pareceres, (...)". Refere, ainda, que "(...) Este assunto não obteve

⁶⁷⁵ Parecer do Conselho Tarifário ao projeto de Regulamento Tarifário, de 31 de julho de 1998.



consenso, no âmbito do Conselho Tarifário", concluindo por sugerir "(...) que a ERSE continue a analisar esta matéria."

A conjugação da informação disponibilizada à ERSE pela REN, em 1999, sobre os terrenos afetos a centros electroprodutores, com a análise do parecer solicitado pela ERSE sobre avaliação das vertentes jurídica, económica e fiscal da matéria em causa, sustentou a apresentação, pela ERSE, de uma proposta que integrava a alteração do valor da taxa de rendibilidade para o valor dos terrenos destinados a futuras centrais fixado para o período 1999-2000. Para viabilizar tal decisão, solicitou, desde logo, dando cumprimento ao n.º 2 do artigo 80.º do Regulamento Tarifário, o parecer do Conselho Tarifário e os comentários da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados.

A circunstância de não ter sido obtido consenso sobre a remuneração de ativos relativos a terrenos afetos aos centros electroprodutores, determina que a ERSE retire a proposta apresentada relativamente à alteração da taxa de rendibilidade acima referida, mantendo-se, deste modo, inalterado o parâmetro de regulação "Taxa de rendibilidade para o valor dos terrenos das centrais" fixado para vigorar no período 1999-2001.

Tendo em atenção as posições manifestadas no âmbito do Conselho Tarifário relativamente à matéria em questão, bem como o parecer emitido, será dada continuidade ao empenhamento da ERSE no aprofundamento da análise desta questão na perspetiva da obtenção de uma solução consensual que reflita a partilha adequada, entre consumidores e empresas, dos custos e benefícios dela decorrentes.

TAXAS DE RENTABILIDADE DE ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A ERSE, em conjunto com outras instituições reguladoras de diversos Estados-membros da União Europeia vai iniciar no ano 2000 uma reflexão sobre o "benchmarking" do desempenho económico-financeiro das empresas do setor elétrico. Deste estudo deverão fazer parte, entre outras, análises de rentabilidade nomeadamente quanto às taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas.

Julgamos deverem ser os reguladores a elaborar as orientações para estes estudos, pois, para além das empresas, só eles detêm a informação necessária para os poder enquadrar adequadamente.

A ERSE recebeu o estudo elaborado por um consultor internacional a pedido da REN e das empresas de distribuição vinculada e sobre o qual se apresentam alguns breves comentários.

O primeiro prende-se com a obtenção de informação para a elaboração destes estudos. Com efeito, a qualidade da informação é a chave deste processo, informação quantitativa e informação qualitativa, cuja conjugação permita obter uma base de dados comparável.

Tal como referido na primeira página do estudo apresentado, uma comparação desta natureza não pode ser efetuada sem se ter em conta as diferenças fundamentais entre os sistemas elétricos onde as empresas operam, nomeadamente as diferenças relativas à:

- estrutura acionista das empresas;
- regulação e política fiscal.

Contudo, a identificação das principais diferenças deve ser bem mais profunda e exaustiva, passando por uma análise de diferenças estruturais não só em termos acionistas, mas também em termos da própria estrutura organizativa das empresas, da caracterização das diversas atividades e dum modo geral das envolventes internas e externas que influenciam o funcionamento e o desempenho das empresas.

Em segundo lugar, identificar as principais diferenças por si só não é suficiente, importa analisá-las e encontrar os fatores de correção adequados que permitam transformar os indicadores recolhidos em indicadores comparáveis.



Em terceiro lugar, importa definir os objetivos que se pretendem atingir com o desenvolvimento de estudos comparativos, antes de os iniciar. Com efeito, nos estudos efetuados pelos analistas do setor, a principal preocupação é informar os acionistas sobre a rentabilidade esperada do seu investimento. Este não é o objetivo único da ERSE, as preocupações da ERSE são para com todos os intervenientes no setor, são preocupações de interesse geral, de equilíbrio, transparência e clareza na partilha e repartição dos benefícios.



COMPARAÇÃO COM A MÉDIA COMUNITÁRIA

A consagração no Acordo de Concertação Estratégica 1996/1999, da necessidade de fazer convergir os preços da eletricidade no horizonte de 1999 com a média comunitária, implicou a definição dos instrumentos metodológicos que permitissem avaliar a prossecução daquele objetivo.

O parecer emitido pelo Conselho Tarifário em 29 de junho de 1998, por solicitação do Conselho de Administração da ERSE sobre o estudo "Comparação dos preços da eletricidade na União Europeia", concluiu de forma consensual sobre a metodologia a utilizar.

A decisão sobre a metodologia a utilizar foi, de facto, uma decisão sobre o binómio metodologia/fonte de informação que, no caso vertente, significa informação tratada e disponibilizada pelo EUROSTAT (entidade responsável pela publicação das estatísticas da União Europeia).

Num quadro de liberalização do setor elétrico, em que as condições relativas a preços se inserem cada vez mais na esfera contratual, conferindo-lhe, deste modo, natureza de informação que escapa à responsabilidade de disponibilização pelos Estados-membros às instituições da natureza da acima referida, afigura-se que será cada vez mais difícil a divulgação de informação relativa a preços de energia elétrica não só quanto à periodicidade, mas também quanto ao conteúdo.

Refere-se a este propósito o reconhecimento pelo Conselho Tarifário que "(...) em anos futuros, e à medida que o mercado for sendo liberalizado, será cada vez mais difícil fazer comparações com a média europeia dado que as tarifas abrangem cada vez menor número de consumidores e que preços não regulados, não são, em princípio conhecidos."

A ERSE tem dispensado particular atenção à evolução internacional dos preços de energia elétrica, designadamente em Espanha, na perspetiva, de entre outras, do acompanhamento da competitividade do setor elétrico nacional, tratando, para o efeito, informação disponibilizada por entidades dos diversos países. Pretende-se, deste modo, diversificar os instrumentos de análise, integrando-se esta preocupação no contexto da recomendação do Conselho Tarifário para que "(...) a ERSE mantenha informação atualizada quanto à comparação das tarifas nacionais com as tarifas europeias".

OUTROS ASPETOS DE ORDEM TÉCNICA

- Custos não reconhecidos, por falta de justificação, relativos ao fornecimento de serviços externos pela EDP, S.A. à REN

A ERSE recebeu a 8/11/1999, carta da REN com a justificação dos custos relacionados com fornecimento de serviços externos prestados pela EDP, S.A., à REN durante o ano de 1998 (735 mil contos). Nessa carta a REN informa também que o valor previsional para o ano 2000 foi obtido inflacionando o valor de 1998 com uma taxa de inflação anual de 2%, e que se prevê que o processo de contratualização em curso venha a permitir "[q]ue os custos relativos ao referido fornecimento de serviços externos pela EDP, S.A., quando vierem a ocorrer durante o ano 2000 estarão já suportados em contratos de prestação de serviços".

A ERSE considera que a análise destes custos deve ter por base a contratualização destes serviços e não critérios internos ao Grupo EDP de repartição de custos. Uma vez que o processo de contratualização está já a decorrer e esperando que os serviços a efetuar no ano 2000 tenham suporte contractual, aceita a ERSE o valor de 500 mil contos a título provisório. A aceitação do valor definitivo será sujeita à análise dos contratos, sendo o diferencial entre os valores que vierem a ser aceites e o valor agora provisoriamente aceite incluído na rubrica de FSE a considerar para a determinação da tarifa de 2001.



- Determinação dos parâmetros de fixação anual para a determinação dos proveitos reconhecidos
A ERSE irá elaborar e apresentar uma proposta ao Conselho Tarifário com as regras de arredondamento a utilizar no cálculo das tarifas, na atualização dos parâmetros e no cálculo dos desvios para o ano 2001.

- Tarifa de energia e potência

Os valores relativos à potência tomada e contratada das entregas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em 1998 não eram calculados de acordo com os artigos 70.º, 72.º e 73.º do Regulamento de Relações Comerciais que entrou em vigor a 15 de setembro de 1998. Os valores de 1998 fornecidos resultam mais elevados na medida em que a potência tomada é calculada como sendo a soma das potências tomadas de cada ponto de entrega dos distribuidores vinculados. Segundo os artigos referidos, a potência tomada deve ser calculada partindo do pressuposto de que o distribuidor vinculado tem um único ponto de entrega.

Para dar resposta à questão colocada pelo Conselho Tarifário de forma a corrigir esta situação e atendendo a que a potência tomada é essencialmente condicionada pela potência média em horas de ponta determinou-se a relação entre as duas variáveis em 1998 e em 1999. Com base nessa relação estimou-se o valor da potência a faturar no ano 2000 a partir da potência faturada em 1998.

De qualquer modo, este ajuste não afeta as restantes tarifas. A tarifa de energia e potência é calculada para a faturação entre a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados. Com este acerto repartem-se de forma mais adequada as receitas entre a entidade concessionária da RNT e as empresas de distribuição vinculada e o valor das receitas que as empresas terão em 2000 será mais próximo do valor dos proveitos permitido.



◆ Novas opções tarifárias para grandes clientes ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento Tarifário foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 2884/98, publicado no *Diário da República*, n.º 213/98, II Série — suplemento — de 15 de setembro. Ao Conselho Tarifário compete, nos termos do disposto no número 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Projeto de despacho relativo a novas opções tarifárias para grandes clientes*", para que o Conselho Tarifário emita parecer.

O Conselho Tarifário sobre o projeto de despacho atrás citado emite o seguinte parecer:

ANÁLISE DA PROPOSTA

O projeto de despacho da ERSE apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma introdução, o enquadramento do despacho, a que se segue as deliberações, bem como dois anexos contendo o regime opcional de interruptibilidade para vigorar de 1 de julho a 31 de dezembro de 1999 e o período tarifário opcional designado por "período de super vazio" para vigorar de 1 de julho a 31 de dezembro de 1999.

O Conselho Tarifário considera que a ERSE deverá proceder, salvo melhor opinião, a algumas correções ao projeto de despacho, de que se destacam nomeadamente:

2.º parágrafo

- Apenas se deve fazer referência ao artigo 7.º - 4 do Regulamento Tarifário, dado não ser aplicável o artigo 80.º do mesmo regulamento. Por outro lado, não nos parece que a referência à revisão extraordinária seja aplicável. Estas questões aparecem claramente definidas na carta enviada pelo Presidente da ERSE aos membros do Conselho Tarifário, em 12 de agosto p.p.;
- Refere-se que no que diz respeito à criação de uma opção tarifária com super vazio o universo de aplicação são os clientes MAT e AT. Mas relativamente à nova opção de regime de interruptibilidade o universo de aplicabilidade respeita a todos os clientes que se encontrem nas condições de aplicabilidade do regime geral, tal como definido no Regulamento Tarifário, em que poderão estar incluídos clientes de MT, tal como referido na carta da ERSE acima referida;
- O termo "adicionalmente" estará incorretamente aplicado;
- A redução de 10 % deve ser referenciada em relação ao preço de vazio:

3.º, 5.º, 6.º e 7.º parágrafo

Não deverá ser feita referência ao termo revisão, por não aplicável.

**Pontos 1.º e 2.º do projeto de despacho**

Os textos destes dois pontos carecem de uma melhor redação, em conformidade com o conteúdo da carta enviada aos membros do Conselho Tarifário em 12 de agosto, pelo Presidente da ERSE.

Relativamente à proposta de opção tarifária para os clientes de MAT e AT apresentada até ao momento pelos distribuidores vinculados, esta contempla a criação de um "super vazio" com redução do preço de 10 %, em relação ao preço de vazio, conjuntamente com um agravamento do preço em horas de ponta de 1%.

Esta opção tarifária é constituída à custa dos resultados das empresas, sem incidência nos níveis das tarifas dos restantes clientes, não obstante os ganhos potenciais, para todos os clientes do SEP, poderem ser significativos.

A ERSE, no projeto de despacho que remeteu para parecer, entendeu não aceitar aquele aumento em horas de ponta, argumentando que este não se encontrava suficientemente justificado.

Do ponto de vista qualitativo, este aumento constitui um melhor sinal económico para os clientes em causa transferirem consumos de ponta para o vazio, do ponto de vista quantitativo, embora sem suporte para o valor concreto de 1 %, constata-se que os efeitos materiais são pouco significativos para os distribuidores vinculados.

Assim o Conselho emite o parecer de não oposição à proposta apresentada pelos distribuidores vinculados.

Aprovado em 15 de setembro de 1999.



◆ Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 288-A/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro. Os artigos 122.º, 139.º, 159.º e 180.º do RRC determinam a fixação anual dos seguintes valores:

- taxa de religação após cessação de contrato;
- encargos de leitura extraordinária;
- quantia mínima a pagar em caso de mora;
- despesas de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

O RRC vem prever a fixação administrativa desses preços pela ERSE, tendo por base a apresentação de propostas fundamentadas pelas empresas.

Ao Conselho Tarifário compete nos termos do disposto no número 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei número 187/95, de 27 de julho, assim como no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta para os preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais*", para que o Conselho Tarifário, emita parecer.

O Conselho Tarifário sobre o documento atrás citado emite o seguinte parecer:

ANÁLISE DA PROPOSTA

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma introdução e enquadramento regulamentar, a que se segue a proposta da ERSE, uma comparação entre a situação vigente e a proposta da ERSE, as propostas das empresas de distribuição e da concessionária da Rede Nacional de Transporte (REN), uma análise e comentários da ERSE, bem como anexos contendo um conjunto de informação adicional sobre esta matéria.

A metodologia seguida até à apresentação pela ERSE, ao Conselho Tarifário, da proposta foi adequada e suficientemente aprofundada. Considera-se, no entanto, como desejável que futuramente seja feito um esforço no sentido da obtenção de mais informação, tanto a nível nacional como a nível internacional, sendo que esta informação deverá espelhar claramente a respetiva realidade e para além disso possa ser passível de comparação.

O Conselho Tarifário, na sua análise, considera que, numa forma geral, os preços propostos pela ERSE refletem os custos induzidos pelas ações que eles pretendem suportar.

Contudo, nos aspetos específicos, pode-se depreender, do artigo 122.º, a intenção de desincentivar uma prática de cessação e religação constante e sucessiva. Há, no entanto, um conflito entre esta intenção declarada e a necessidade de cobrir os custos resultantes dessas práticas. De acordo com a proposta da



ERSE e com os pressupostos do RRC afigura-se que o distribuidor será levado a não proceder a nenhuma desmontagem dos equipamentos de medição, uma vez que os respetivos custos não seriam cobertos, não havendo assim lugar à aplicação de qualquer taxa, anulando o efeito pretendido. Por outro lado, a possibilidade de cobrança coerciva dos meses em falta, tal como referido no número I do citado artigo, também não se afigura exequível face aos montantes em causa.

Assim o Conselho Tarifário sugere que, como alternativa à proposta apresentada relativa a este último aspeto, seja prevista a cobrança dos valores propostos pelas empresas, quando haja lugar à desmontagem, aferição e montagem dos contadores, e que, em caso contrário, sejam considerados os custos propostos pela ERSE.

Esta sugestão levanta a necessidade de definição dos critérios decisórios para a opção da desmontagem. Julga-se, pois, que a ERSE deverá proceder ao equacionamento do problema aqui descrito.

As condições de aplicação de alguns serviços aqui descritos, cujos preços são objetos deste parecer, estão diretamente associados a aspetos atualmente não regulamentados, e que, admite-se, deverão ser definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, pelo que se coloca a questão das regras a aplicar enquanto o referido Regulamento não for aprovado e publicado.

Aprovado em 5 de maio de 1999.



◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços 1999 e 1999-2001 ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º daquele primeiro diploma são definidos os órgãos da ERSE, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

Nos termos do n.º 3 do artigo 4.º do referido Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, o Conselho de Administração da ERSE apresenta proposta para a fixação de tarifas e preços, com uma antecedência de 60 dias relativamente à data prevista no Regulamento Tarifário para a sua entrada em vigor.

Ao Conselho Tarifário compete nomeadamente, tal como descrito no número 1 do artigo 18.º, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual deverá ser emitido nos 30 dias subsequentes e é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços 1999 e 1999-2001*", para que o Conselho Tarifário emita parecer nos 30 dias subsequentes.

ANÁLISE NA GENERALIDADE

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma síntese da regulação tarifária no setor elétrico em Portugal, a que se segue um ponto sobre a análise e caracterização do Setor Elétrico Nacional e em que se comentam os valores e previsões apresentadas pelas empresas reguladas, justificando a sua aceitação ou não para efeitos de regulação tarifária, sendo criado um cenário base a partir das previsões ajustadas. Este cenário base consistiu em aceitar todas as estimativas fornecidas pelas empresas, excetuando a remuneração dos sítios dos centros electroprodutores vinculados.

Seguidamente, a partir deste cenário base são analisados vários cenários alternativos e os seus impactos nas tarifas e nos resultados das empresas.

Finalmente, é adotado um dos cenários analisados (cenário a que corresponde, relativamente ao cenário base, uma redução de 2 pontos percentuais na taxa de remuneração dos ativos afetos à atividade de transporte de energia elétrica e uma redução de 10% nas tarifas de uso da rede de distribuição de 1999-2001 e na margem de comercialização), com base no qual são apresentadas as tarifas e parâmetros para 1999 e 1999-2001.

Por último, e no seguimento do que tem vindo a ser prática relativamente às tarifas de anos anteriores, é feita a comparação entre os preços de energia elétrica em Portugal, incluindo os propostos para 1999, com a média comunitária.

Pelo exposto, fácil é concluir que se trata de um documento muito bem estruturado e em que se nota grande preocupação pela transparência na fixação das tarifas, merecendo contudo na especialidade a análise crítica que se segue.



ANÁLISE NA ESPECIALIDADE

Convergência com a média comunitária

O Acordo de Concertação Estratégica 1996/1999, celebrado entre o Governo e os Parceiros Sociais consagrava, nas questões da eletricidade, nomeadamente, a necessidade de fazer convergir os preços da eletricidade, no horizonte de 1999 com a média comunitária. A ERSE apresentou um estudo intitulado "Comparação de preços da eletricidade na União Europeia" no qual eram explanadas várias metodologias de comparação, e sobre o qual foi, pelo Conselho de Administração da ERSE, solicitado parecer ao Conselho Tarifário. Em 29 de Junho de 1998, o referido Conselho emitiu o parecer que concluía por:

- Consenso na metodologia dos consumidores tipo, ponderando, para cada um dos segmentos doméstico e industrial, o preço médio de cada consumidor-tipo de cada país pela estrutura de consumo portuguesa.
- Consenso na metodologia de conversão de preços através de taxas de câmbio.
- Consenso na adoção da média aritmética simples dos 15 atuais países da União Europeia.
- Consenso no entendimento de horizonte de 1999, como sendo aquele que se refere às tarifas que forem fixadas para o ano de 1999.

O documento da ERSE apresenta a análise da situação dos preços de energia elétrica praticados em Portugal comparando-a com a média comunitária, em janeiro de 1998, dentro da metodologia atrás referida a qual situa os preços nacionais em: + 5,4 % para os industriais e de + 0,05% para os domésticos.

Dado não estar disponível o tarifário dos diferentes países da União Europeia para 1999 e consequentemente não se poder obter a respetiva média comunitária não se poderão tirar ilações quantitativas sobre a relação da atual proposta de tarifas e a média comunitária do mesmo ano.

O Conselho Tarifário sugere que a ERSE avalie da possibilidade de estimar, de forma consistente, a evolução tarifária nos restantes países da União Europeia para o ano de 1999.

Ativos a remunerar e correspondentes taxas de remuneração

Neste ponto a proposta da ERSE merece-nos os seguintes comentários para os pontos seguintes:

- **Não remuneração do imobilizado relativo aos sítios dos centros electroprodutores vinculados**

A ERSE refere na sua proposta que, até 1997, a REN na sua definição dos preços de venda aos distribuidores, nunca considerou a remuneração dos terrenos.

Segundo informação do Representante da REN, a afirmação não é totalmente exata, pois na realidade a remuneração dos terrenos adquiridos posteriormente ao início de 1994 está a ser considerada naquele preço com uma taxa real (8% sobre o imobilizado líquido reavaliado ano a ano).

Para além deste aspeto seria preciso atender à mudança do contexto introduzida pela nova lógica de transparência aditiva, constante no regulamento tarifário.

Quando, em 1994, foi efetuada a transformação da empresa vertical EDP, no conjunto de empresas do grupo EDP, estando já perfeitamente definida a lógica subjacente ao "pacote" legislativo que viria a ser publicado em 1995 e que reorganizou o Setor Elétrico Nacional, tornava-se evidente a necessidade de transferir a posse dos sítios de centrais vinculadas da EDP para a REN, empresa que assumia a gestão técnica do SEP como concessionária da RNT, em paralelo, aliás, com o que acontecia com outro produtor vinculado exterior à EDP. Razões internas ao processo reorganizativo da EDP, aconselharam, então, a adoção de uma postura de neutralidade remuneratória daqueles sítios.



Efetivamente, até ao presente, as tarifas de venda de energia elétrica a clientes finais não foram formadas numa lógica direta de aditividade, mas sim fixadas por convenção. Assim, sendo a margem da distribuição vinculada calculada por diferença entre os proveitos de venda a clientes finais e os custos de aquisição à REN e já que, em termos consolidados do grupo EDP, se considerava que aquelas tarifas pagavam os custos e remuneravam a totalidade de ativos afetos às atividades de Produção, Transporte e Distribuição, a não remuneração explícita à REN dos terrenos de centros produtores, constituiu até 1997 uma efetiva subsídio cruzada, interna ao grupo EDP, entre a REN e os distribuidores vinculados. As demonstrações de resultados previsionais apresentados pelas empresas (REN e Distribuidoras) à ERSE para 1998, já corrigiam esta subsídio cruzada. A este propósito, será de referir que as margens e rentabilidades da distribuição, calculadas pela ERSE, para os anos de 1994 a 1997, se encontram empoladas por efeito desta subsídio cruzada.

De acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto Lei n.º 56/97, de 14 de março, as necessidades de expansão do sistema electroprodutor do SEP são identificadas pela Direcção-Geral de Energia em planos de expansão (incumbindo à REN o apoio técnico a esses planos), os quais, depois de consulta à ERSE, são submetidos à aprovação do Ministro da Economia. O Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de março, estabelece o dever da REN proceder à escolha, solicitar licenciamentos e proceder à aquisição dos sítios necessários à prossecução desses planos de expansão aprovados.

Assim, as Bases de Concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica, anexas ao Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de março, estabelecem na alínea f) da sua Base XXII, ser competência da concessionária "Adquirir e manter em sua posse ou propriedade os sítios dos centros electroprodutores vinculados, decorrentes do planeamento aprovado;"

O Conselho Tarifário sugere que a ERSE reanalise este assunto à luz do atrás referido, isto é, o ressarcimento dos custos de capital pela aquisição dos sítios dos centros electroprodutores vinculados.

- **Taxas de remuneração**

Relativamente à rentabilidade dos investimentos, a presente proposta tarifária tem implícitas a remuneração de imobilizados líquidos contabilísticos (não reavaliados desde o final de 1993), descontados de participações ao investimento, com taxas de 8 % e 7%, respetivamente para as atividades de transporte e de distribuição. Estas taxas são nominais e antes de impostos.

O Conselho Tarifário levanta a questão da suficiência e da consistência da demonstração apresentada na proposta da ERSE, nomeadamente pela ausência de qualquer comparação internacional, de que as taxas de remuneração referidas sejam compatíveis com as taxas de mercado de capitais, pelo que se sugere que a ERSE reanalise se as taxas de remuneração propostas cumprem o preceito referido na proposta de que "a taxa de remuneração a adotar deve ser tal que atraia os capitais necessários para o transporte e distribuição de energia elétrica, seja sob a forma de capital alheio (empréstimos, ..), seja sob a forma de capital próprio (ações,...)".

A este propósito refira-se que foi entregue um estudo intitulado "Regulação do Setor Elétrico — Empresas de transporte e distribuição — Cálculo do custo do capital" elaborado pela Universidade Nova de Lisboa, que pretendia fundamentar as opções das taxas propostas. Dada a extensão e complexidade e a sua entrega muito tardia, por razões fundamentadas e exteriores à ERSE, não foi possível ao Conselho Tarifário proceder à sua análise crítica.

No caso particular da REN, se considerarmos o imobilizado líquido total, descontado de participações, em que se incluem os valores relativos aos sítios dos centros electroprodutores vinculados⁶⁷⁶ a taxa de

⁶⁷⁶ Correspondem a 42, 5 % no final de 1999.



remuneração proposta corresponde a uma taxa de rentabilidade ponderada de 4,6% para o total dos ativos.

- **Riscos das empresas em face dos parâmetros regulatórios**

De acordo com o constante no Regulamento Tarifário, o montante total de proveitos da atividade de distribuição é repartido entre uma parcela fixa e uma parcela variável feita função dos kWh fornecidos.

Situação semelhante se passa com a atividade comercial em que os proveitos são em função do número de clientes e dos kWh vendidos.

No entanto, na proposta apresentada a componente fixa dos proveitos é igual a zero. Assim, os proveitos permitidos para a atividade em causa são basicamente função da energia distribuída, ficando os distribuidores com o risco inerente a variações de consumo (por exemplo, a passagem de clientes para a cogeração acarretará redução de proveitos para a atividade da distribuição sem que os respetivos ativos e custos tenham sido alterados).

Este facto é assumido como válido na proposta, por se considerar que, no longo prazo, todos os custos são variáveis. No entanto, os períodos regulatórios são de médio prazo (3 a 5 anos) o que corresponde a que grande parte dos custos apresenta sensibilidade nula a variações conjunturais da procura.

Dado estarmos no primeiro período de regulação, deverá a ERSE, reequacionar a possibilidade de contemplar uma parcela fixa na definição dos proveitos nas atividades de distribuição e comercialização.

CONCLUSÃO

Perante o que foi exposto é opinião do Conselho Tarifário de que a ERSE deve reanalisar as questões levantadas ao longo deste parecer, e proceder aos ajustamentos considerados necessários.

Contudo, o documento, no seu desenvolvimento e conclusões, evidencia a possibilidade de uma descida acentuada das tarifas para o triénio de regulação 1999-2001, sem desrespeito pelo cumprimento dos objetivos previstos no artigo 2.º dos Estatutos da ERSE, nomeadamente, proteger os interesses dos consumidores e garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica e aos titulares de licença vinculada de distribuição a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas. Tais princípios também se encontram referidos no artigo 5.º do Regulamento Tarifário.

O atual contexto económico favorável é uma oportunidade para a concretização de uma descida significativa das tarifas, que permitirá encontrar um justo equilíbrio entre níveis de lucros razoáveis das empresas reguladas, o bem-estar dos consumidores domésticos e o desejável aumento da competitividade da indústria nacional.

O Conselho Tarifário está consciente que a proposta de regulação levará inevitavelmente a processos reorganizativos importantes no curto prazo, nas empresas objeto de regulação, sendo, no entanto, uma condição primordial para enfrentar, com sucesso, os desafios de um mercado único a partir de fevereiro de 1999.

Aprovado em 30 de novembro de 1998.



◆ Resposta da ERSE ◆

Relativamente ao parecer emitido pelo Conselho Tarifário em 30 de novembro de 1998, o Conselho de Administração da ERSE deseja antes de mais sublinhar o espírito construtivo com que tal parecer foi elaborado e apresentado. Para isso contribuiu de modo decisivo o empenho do coordenador do Conselho Tarifário, cuja preocupação em intensificar o diálogo entre os dois Conselhos nos apraz registar.

O Conselho de Administração da ERSE regista igualmente com satisfação a apreciação globalmente positiva que o Conselho Tarifário atribuiu à proposta apresentada.

As questões levantadas pelo Conselho Tarifário no âmbito da análise na especialidade da proposta por nós entregue suscitam os seguintes comentários:

CONVERGÊNCIA COM A MÉDIA COMUNITÁRIA

O parecer indica corretamente que "Dado não estar disponível o tarifário dos diferentes países da União Europeia para 1999 e conseqüentemente não se poder obter a respetiva média comunitária não se poderão tirar ilações quantitativas sobre a relação da atual proposta de tarifas e a média comunitária do mesmo ano."

O Conselho Tarifário sugeriu que a ERSE "avalie da possibilidade de estimar, de forma consistente, a evolução tarifária nos restantes países da União Europeia para o ano de 1999". No Anexo I do presente documento procedeu-se à análise do grau esperado de convergência das tarifas de energia elétrica portuguesas com a média comunitária, em 1999, estimando a evolução tarifária nos restantes países.

De acordo com a análise atrás referida, é razoável supor que o preço médio da energia elétrica em Portugal se situará muito próximo da média comunitária.

NÃO REMUNERAÇÃO DO IMOBILIZADO RELATIVO AOS SÍTIOS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES VINCULADOS

Na proposta entregue à ERSE, a REN sugeria a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores do SEP com uma taxa semelhante à aplicada aos ativos afetos às atividades de transporte de energia elétrica e de uso global do sistema.

A ERSE não aceitou a proposta da REN, entre outras razões, por considerar que os terrenos não tinham sido remunerados no passado. Esta hipótese é corroborada pelo "Equity Research - EDP" publicado pelo Banco Português de Investimento em maio de 1997, onde se pode ler, na página 41:

"A remuneração permitida para os ativos de transmissão é fixada pelo regulador sendo nas condições atuais 8% aplicando-se sobre o respetivo valor reavaliado anualmente. Não são nele incluídos os terrenos correspondentes aos sítios licenciados para a construção de todas as centrais térmicas e das futuras centrais hidroelétricas que são propriedade da RNT, mas não são remunerados."

Segundo informação do representante da REN no Conselho Tarifário "a afirmação não é totalmente exata, pois na realidade a remuneração dos terrenos adquiridos posteriormente ao início de 1994 está a ser considerada naquele preço (de venda aos distribuidores) com uma taxa real (8% sobre o immobilizado líquido reavaliado ano a ano)". Além disso, "a não remuneração explícita à REN dos terrenos de centros produtores, constituiu até 1997 uma efetiva subsídio cruzada, interna ao grupo EDP, entre a REN e os distribuidores vinculados".

Consideramos esta informação insuficiente para justificar a aplicação da taxa de remuneração pretendida aos terrenos. Aguarda-se que a entidade concessionária da RNT apresente uma análise detalhada deste tema, descrevendo nomeadamente, para cada terreno, o valor que lhe é atribuído, as reavaliações efetuadas e o tipo de amortização e de remuneração praticado até ao momento. Com base nessa análise, a ERSE admite reconsiderar a sua atual posição.



TAXAS DE REMUNERAÇÃO

Relativamente à questão de saber se as taxas de remuneração consideradas são adequadas, importa distinguir entre as várias atividades envolvidas.

No que diz respeito ao transporte de energia elétrica, a taxa de remuneração sobre os ativos fixos da atividade de transporte, considerada para efeitos de regulação, na hipótese adotada, é de 8,5%.

Numa forma de regulação por taxa de rentabilidade sobre os ativos fixos, a taxa de rentabilidade adequada, a considerar para remunerar os ativos fixos, teoricamente e considerando a não existência de impostos sobre lucros, deve ser igual ao custo do capital da empresa regulada.

A existência de impostos sobre lucros tem dois efeitos de sentido contrário:

- o efeito direto sobre a taxa de remuneração - que faz reduzir a taxa para um valor líquido de imposto.
- um efeito indireto correspondente ao benefício fiscal que a empresa obtém pelo facto de financiar a sua atividade com capital alheio, (dado que os encargos financeiros são aceites como custos para efeito fiscal), o que faz subir o valor da taxa de remuneração.

Estes dois efeitos conjugados conduzem a uma taxa de rentabilidade sobre o ativo fixo da REN muito próximo do valor objetivo.

A taxa de remuneração a aplicar sobre os ativos fixos da REN para efeitos de regulação que permite determinar os proveitos objetivo, deve ser uma taxa antes de impostos (na medida em que não se conhecendo as vendas não se conhecem os impostos) e antes de encargos financeiros (não se conhece a estrutura financeira).

Efetivamente, de acordo com as regras do Regulamento Tarifário, os proveitos objetivo são determinados pela soma dos custos operacionais (incluindo amortizações do imobilizado) com uma parcela que corresponde à remuneração do ativo fixo líquido. Calculados desta forma, os proveitos objetivo conduzem a um valor dos resultados operacionais que iguala o produto da taxa de remuneração adotada pelo valor do imobilizado líquido. Isto significa que a taxa a adotar por aplicação das regras do Regulamento Tarifário é uma taxa antes de impostos e encargos financeiros, i.e., calculada a partir dos resultados operacionais.

O cálculo da taxa de remuneração equivalente, referida a resultados depois de impostos, só é possível de ser calculada à posteriori, depois de determinados os proveitos objetivo, a estrutura de capital da empresa (o benefício fiscal depende da estrutura do capital) e o nível dos impostos a pagar.

Neste sentido apresenta-se no quadro seguinte os valores da taxa de rentabilidade dos ativos fixos (depois dos impostos), do custo do capital, e da taxa de rentabilidade sobre os ativos fixos da REN (antes de impostos) obtidas na hipótese adotada, na qual a taxa de remuneração dos ativos fixos (antes de impostos) é de 8,5%.



| Hipótese Adotada | 1999 | 2000 | 2001 |
|--|---------|---------|---------|
| ROFA | | | |
| (A) ROFA (depois de impostos) = Custo do capital | 5,4% | 5,4% | 5,4% |
| (B) Encargos Financeiros | 1.902 | 1.746 | 1.616 |
| (C) Imobilizado Corpóreo Líquido descontado dos subsídios | 133.354 | 136.747 | 137.498 |
| (D) Taxa de IRC | 42,4% | 42,4% | 42,4% |
| ROFA (antes de impostos) = $[(A) - (B) / (C) * (D)] / (1 - (D))$ | 8,3% | 8,4% | 8,5% |

No que diz respeito às atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica, importa referir que se trata de atividades sujeitas a regulação baseada em preços, e não em custos.

A proposta da ERSE tomou em consideração, para efeitos de regulação (cálculo de proveitos objetivo) todos os custos propostos pelas empresas, o que na prática confere às empresas completa liberdade na definição das suas estratégias.

No entanto, e como foi claramente demonstrado, ao longo do texto que comenta as propostas elaboradas pelas empresas, existe um forte potencial de redução de custos. Estamos convictos que as empresas têm uma grande capacidade e possuem todas as condições para implementar uma estratégia sustentada de redução de custos o que seguramente conduzirá a valores para as taxas de remuneração implícitas, francamente mais elevados.

A opção tomada pela ERSE de aceitar todos os custos propostos sem discussão, corresponde na realidade à atribuição, às empresas, de total liberdade de gestão dos seus custos, passando para a sua responsabilidade a gestão estratégica das principais variáveis que controlam. Julgamos que esta opção é a adequada por diversas ordens de razão:

1. O eventual exercício de aceitação ou rejeição dos valores de custos propostos pelas empresas, teria de ser acompanhado de justificações claras e objetivas por parte da ERSE, o que só teria sido possível se as propostas entregues pelas empresas à ERSE, tivessem sido acompanhadas de uma justificação exaustiva em todas as rubricas.
2. As empresas, melhor do que o regulador, conhecem bem as suas estruturas de custos e necessidades de investimento e sabem qual a melhor estratégia a implementar.
3. Ao aceitar a globalidade dos custos, o regulador não interfere diretamente na gestão interna das empresas.
4. A liberdade e a responsabilidade pela escolha e implementação das medidas que julgarem adequadas é entregue às empresas.

Neste sentido, a regulação adotada é um exercício de responsabilização das empresas no qual se procura atribuir fortes incentivos à obtenção de ganhos de eficiência, permitindo-lhes em simultâneo a escolha estratégica de qual o caminho a seguir. Estamos convictos de que com os programas de redução de custos já anunciados pelas empresas, as taxas de remuneração da atividade de distribuição que virão a ser alcançadas no final dos exercícios de 1999 a 2001 serão seguramente compatíveis com os valores adequados para atrair os capitais necessários.

**RISCOS DAS EMPRESAS EM FACE DOS PARÂMETROS REGULATÓRIOS**

A determinação dos parâmetros necessários ao cálculo dos proveitos associados, respetivamente, à distribuição e à comercialização de energia elétrica, resultou da aplicação do modelo econométrico descrito no capítulo 5 do presente documento aos dados fornecidos pelas empresas de distribuição.

A ERSE está disposta a considerar modelos alternativos, desde que sejam devidamente explicados e justificados.

O risco resultante do valor zero da componente fixa dos proveitos depende também do grau de incerteza das previsões de consumo; recorda-se que se aceitaram, para efeitos de regulação tarifária, as previsões fornecidas pelas empresas.

No sentido de minimizar o risco das empresas de distribuição no que diz respeito à atividade de comercialização, de acordo com a sugestão do Conselho Tarifário, optou-se por considerar, no cenário finalmente adotado, uma margem maior do que a considerada na proposta submetida ao Conselho Tarifário.



2. REGULAMENTAÇÃO E OUTROS



◆ Cálculo do valor da caução ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 288-A/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro. O artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 195/99 e o artigo 125.º do Regulamento das Relações Comerciais referem-se à definição do valor da caução.

Pelo disposto no número 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, assim como no número 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer, sobre propostas submetidas ao Conselho Tarifário, é aprovada por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Cálculo do valor da caução*" para que o Conselho Tarifário, emita parecer.

O Conselho Tarifário sobre o projeto de despacho atrás citado emite o seguinte parecer:

ANÁLISE DA PROPOSTA

O projeto de despacho da ERSE apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma introdução e enquadramento regulamentar, para de seguida apresentar o projeto de despacho, a que se segue a comparação entre a situação vigente e a proposta da ERSE, a proposta dos distribuidores vinculados, uma análise e comentários da ERSE, relativas às propostas dos distribuidores vinculados e entidades consultadas, bem como um conjunto de anexos.

Na sua análise ao documento o Conselho Tarifário considera que no 1.º Capítulo — Introdução e Enquadramento Regulamentar deveria ser melhor precisado os casos em que havia, pelo Decreto-Lei n.º 103-C/89, de 4 de abril, lugar à prestação de caução, uma vez que a mesma não era, em certas condições e para alguns clientes "condição para a celebração de todos os contratos de fornecimento".

O Conselho Tarifário considera que, o mecanismo proposto no projeto de despacho, para determinação dos valores das cauções, é adequado.

Recomenda, no entanto, que o parâmetro H_u (número de horas de utilização), relativo ao fornecimento a instalações eventuais seja reavaliado face aos indícios que ele poderá ser insuficiente para cobrir os encargos de consumo durante o período de fornecimento, já que a utilização da potência contratada neste tipo de clientes é claramente superior ao dos restantes clientes não eventuais.

Aprovado em 21 de outubro de 1999.



◆ Encargos com os estudos de elaboração de orçamentos — Art.º 24.º do RRC ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 288-A/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro. O artigo 24.º define as regras a que devem obedecer os encargos com os estudos de elaboração dos orçamentos.

Ao Conselho Tarifário compete nos termos do disposto no número 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, assim como no número 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Encargos com os estudos de elaboração de orçamentos — Art.º 24.º do RRC*" para que o Conselho Tarifário, emita parecer.

O Conselho Tarifário sobre o documento atrás citado emite o seguinte parecer, o qual foi aprovado por unanimidade, em 28 de julho de 1999.

ANÁLISE DA PROPOSTA

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma introdução e enquadramento regulamentar, a que se segue o projeto de despacho da ERSE, a proposta das empresas, uma análise e comentários da ERSE, bem como anexos contendo um conjunto de informação adicional sobre esta matéria.

A metodologia seguida até à apresentação pela ERSE, ao Conselho Tarifário, da proposta foi adequada e suficientemente aprofundada.

O Conselho Tarifário, na sua análise, considera adequado o projeto de despacho da ERSE, dando parecer favorável ao texto nele contido.

Aprovado em 28 de julho de 1999.



◆ Comparticipação nos custos de reforço da rede - Art.º 26 do RRC ◆

INTRODUÇÃO

A Entidade Reguladora do Setor Elétrico, adiante designada por ERSE, foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro, onde são estabelecidas as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

Pelo artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (n.º 1, alínea c). A sua composição, competências e funcionamento encontram-se descritas nos artigos 17.º a 19.º.

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) foi aprovado pela ERSE, através do Despacho n.º 16 288-A/98, publicado no *Diário da República* n.º 213/98, II Série — suplemento —, de 15 de setembro. O artigo 26.º define as condições de cobertura dos encargos relativos a elementos de rede de uso partilhado.

Ao Conselho Tarifário compete nos termos do disposto no número 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei número 187/95, de 27 de julho, assim como no número 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, a emissão de parecer sobre a referida proposta, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

Foi enviado ao Coordenador do Conselho Tarifário o documento "*Comparticipação nos custos de reforço da rede — Art.º 26 do RRC*", para que o Conselho Tarifário, emita parecer.

O Conselho Tarifário sobre o documento atrás citado emite o seguinte parecer:

ANÁLISE DA PROPOSTA

O documento apresentado pelo Conselho de Administração da ERSE começa por fazer uma introdução e enquadramento regulamentar, a que se segue o projeto de despacho da ERSE, a proposta dos distribuidores vinculados, uma análise e comentários da ERSE, bem como anexos contendo um conjunto de informação adicional sobre esta matéria.

A metodologia seguida até à apresentação pela ERSE, ao Conselho Tarifário, da proposta foi adequada e suficientemente aprofundada.

O Conselho Tarifário, na sua análise, considera adequado o projeto de despacho da ERSE, dando parecer favorável ao texto nele contido.

Aprovado em 30 de junho de 1999.



◆ Regulamento Tarifário ◆

1. APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

Trata-se de um documento bastante bem estruturado, embora de leitura por vezes complexa e densa, que estabelece mecanismos que dão cumprimento ao previsto no Artigo 40.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro.

A proposta apresentada de formação de tarifas cumpre igualmente o disposto na legislação em vigor, nomeadamente nos Artigos 30.º, 31.º e 32.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de julho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de março.

O cálculo explícito e a publicação das várias "subtarifas", constitutivas da tarifa de clientes finais e a lógica de transparência de custos, que é procurada na sua construção, não só a nível das suas fórmulas de cálculo, mas também na exigência de separações contabilísticas (auditadas) e mesmo, nalguns casos, organizativas, constitui um aspeto bastante positivo do documento em apreciação, e que, não obstante acarretarem alguns custos acrescidos (que deverão ser reconhecidos), constituirá, para os vários intervenientes, confiança acrescida na justiça do sistema tarifário. Será, contudo, de reconhecer a necessidade de conceder às empresas (RNT e de distribuição vinculada) uma moratória para implementação das exigências de separação contabilística e organizativa e admitir a possibilidade de procedimentos expeditos, a acordar com a ERSE, durante esse período transitório.

Tendo o documento uma grande transparência a nível da definição dos custos a imputar a cada tarifa, julga-se que o mesmo não acontece quanto às opções tomadas a nível da estrutura de cada uma delas.

2. APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE

Considera este Conselho que, no sentido de aumentar ainda mais a transparência e equidade de tratamento, haveriam aspetos que deveriam ser contemplados, particularmente no domínio dos tópicos desenvolvidos nos pontos seguintes.

2.1 Relacionamento SEP/SENV

Como se refere no preâmbulo do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, a existência em simultâneo com o SEP de um sistema que funciona segundo uma lógica de mercado, o SENV, exige a criação de condições que assegurem uma coexistência equilibrada e transparente entre os dois sistemas.

Neste sentido, e no contexto do Regulamento Tarifário, é, sem dúvida, relevante o que neste for disposto relativamente às tarifas comuns ao SEP e ao SENV, ou seja, tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) e tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD).

Assim, deverão ser evitadas subsidiação cruzadas entre estas três tarifas e as componentes tarifárias específicas do SEP, devendo-se procurar que a estrutura tarifária adotada contenha os adequados sinais económicos, evitando-se também subsidiação cruzadas, quer entre postos horários, quer entre preços de energia e de potência.

A este propósito refere-se, em particular, o seguinte:

2.1.1. Sobrecustos de capacidade do SEP, induzidos por saídas para o SENV

Tendo sido, e continuando a ser, no atual quadro legislativo, da competência do poder público a decisão sobre investimentos em centrais elétricas do sistema público, o Conselho Tarifário interroga-se sobre a justiça e a equidade de responsabilizar adicionalmente, e em primeira instância, os clientes cativos do SEP pelo pagamento de investimentos efetuados tendo em conta a totalidade dos consumos.



A atual proposta de regulamentos prevê dois mecanismos distintos para atenuar o eventual aparecimento de sobrecustos de capacidade no SEP, induzidos por saída de consumidores para o SENV:

- Possibilidade da RNT efetuar vendas ao SENV e ao estrangeiro;
- Afetação à tarifa UGS de alguns sobrecustos ocorridos na tarifa TEP, por efeito daquelas saídas.

Julga-se adequado o previsto relativamente ao primeiro daqueles mecanismos.

Contudo, no que respeita ao segundo, consubstanciado nos n.ºs 5 a 7 do Artigo 22.º da proposta de regulamento, considera-se que este deverá ser mais claramente definido. Quanto ao n.º 8 do mesmo Artigo, levantam-se as seguintes dúvidas: a sua compatibilização com a duração do primeiro período de regulação, tal como definido no n.º 1 do Artigo 88.º e qual o mecanismo a vigorar após a vigência do atualmente proposto.

Para além deste aspeto, e tanto quanto se conseguiu interpretar, colocam-se sérias reservas quanto à eficácia e justiça do mecanismo:

- Quanto à eficácia, o mecanismo de deteção destes sobrecustos, que contém um limiar de insensibilidade de 1,5 vezes a inflação, não avalia o efeito cumulativo ao longo de vários anos, mas apenas os desvios entre o ocorrido e o previsto em cada ano, criando-se a possibilidade de serem gerados sobrecustos em, por exemplo, três anos sucessivos, próximos de 4,5 vezes a inflação anual sem que o mecanismo atue;
- Quanto à justiça, e nas situações em que o mecanismo atue, o sobrecusto identificado, da responsabilidade do SENV, é repartido entre o SEP e o SENV, proporcionalmente aos respetivos consumos, traduzindo-se num encargo maioritariamente afeto aos clientes do SEP.

21.2. "Aplicação não discriminatória de tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores"

Quando se verificarem as condições supostas no n.º 4 do Artigo 7.º, pareceria lógico que, com o objetivo de se reduzirem saídas para o SENV, em circunstâncias gravosas para o SEP, para nos proveitos reconhecidos no n.º 5 do Artigo 38.º, se incluíssem, ainda que parcialmente, a parte do desconto efetuado correspondente ao benefício que se estime ter sido gerado, por esse facto, para o SEP, contrariamente ao disposto no n.º 6 do já referido Artigo 7.º.

21.3. Medidas de política energética e ambiental afetando a tarifa UGS

A afetação à tarifa UGS de custos decorrentes de "medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral", afigura-se correta, por se tratarem de medidas de interesse geral devendo, como tal, os respetivos custos ser suportados por todos os consumidores.

No entanto, considera-se inadequado o proposto no n.º 9 do Artigo 23.º em que se adota para referência dos custos que seriam incorridos pelo SEP para produção da energia entregue pelos produtores em regime especial, a adição das tarifas TEP e URT. Senão vejamos:

- A tarifa TEP contém, ela própria, custos de potência não utilizada, que será tanto mais elevada quanto maiores forem as entregas destes produtores que, por outro lado, não contribuem para nenhuma garantia de fornecimento, não havendo, portanto, qualquer lógica em incluir na valorização das suas entregas os custos de potência SEP não utilizada;
- Relativamente à URT, pela ausência de garantia de fornecimento deste tipo de produtores, a rede de transporte tem necessidade de estar dimensionada para as pontas previsíveis nos seus pontos de entrega, para cuja redução eles pouco ou nada contribuem em termos de potência garantida. Por outro lado, as entregas destes produtores são consideradas como fornecimentos da RNT à Distribuição Vinculada, estando, de acordo com o Artigo 9.º da proposta, sujeitas ao pagamento de URT, implicando-se, assim, que não evitam a utilização da rede de transporte. Acresce ainda que, a curto



prazo, poderão surgir produtores em regime especial de potência significativamente superior ao atual limite de 10 MW, que indiscutivelmente provocarão refluxos significativos sobre a rede de transporte ou estarão mesmo diretamente a ela ligados.

21.4. Aparelhagem de medição e controlo

O Conselho Tarifário considera aceitável que os custos associados a investimentos relativos a aparelhagem de medição e controlo sejam associados à tarifa de uso da rede de distribuição. No entanto, os elevados custos com equipamentos especiais necessários para os clientes do SENV não deverão ser associados aquela tarifa, já que tornaria o sistema injusto para os clientes cativos, em particular para os de baixa tensão, que constituem o maior universo de consumidores (cerca de cinco milhões), que utilizam equipamentos de medida muito simples e em que se pensa não ser previsível a sua substituição a curto prazo. Os clientes elegíveis que venham a aderir ao SENV deveriam suportar diretamente o sobrecusto do correspondente equipamento de medida.

2.2. Medidas de gestão da procura e estruturas tarifárias

O Conselho Tarifário considera positivo que os custos relativos a projetos de gestão da procura, autorizados pela ERSE, sejam incluídos nos custos a recuperar pelas tarifas de venda a clientes finais, justificando-se, no entanto, que seja clarificado o conceito de "limite" referido no n.º 6 do Artigo 37.º.

Considera-se que, medidas efetivas de gestão da procura terão de passar sempre pela adoção de estruturas tarifárias, que repercutam nos consumidores os sinais económicos corretos relativamente aos custos marginais efetivamente induzidos a montante.

Dado que a proposta de Regulamento Tarifário mantém a atual estrutura de tarifas, considera o Conselho Tarifário importante que se caminhe rapidamente para uma estrutura mais coerente, equilibrada e transparente, pelo que é considerado desejável que seja encarado, a curto - prazo, o estudo de revisão da atual estrutura tarifária, por forma a que possa entrar em vigor, ainda durante o primeiro período de regulação, revisão que se julga conveniente consagrar nas disposições transitórias deste regulamento.

Considera igualmente o Conselho que a definição das variáveis a faturar, nomeadamente energia e potência, são parte integrante de qualquer estrutura tarifária. Assim, é parecer do Conselho Tarifário que aquelas deverão ser definidas no âmbito do Regulamento Tarifário ao invés de se remeter a sua definição para outros regulamentos, tal como disposto no n.º 2 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de julho, com a nova redação dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de fevereiro.

2.3. Ajustamento anual dos desvios de proveitos aceites

O regulamento em apreciação prevê que os desvios entre valores ocorridos e pressupostos nas tarifas sejam corrigidos com dois anos de atraso, o que poderá ter efeitos negativos não só em termos da estabilidade tarifária, mas também do equilíbrio económico-financeiro das empresas. Para minimizar este efeito, pareceria conveniente que se procedesse a uma correção em dois tempos, adotando-se um valor provisório no ano imediato à sua ocorrência com acerto final no ano seguinte.

2.4. Princípios regulatórios das empresas de distribuição vinculada

De acordo com o proposto no regulamento em análise, as empresas de distribuição vinculada serão reguladas, nas suas duas atividades de distribuição e de comercialização, por um mecanismo misto que consiste na indexação a "IPC-X" de custos acordados no início de cada período de regulação e simultaneamente por um mecanismo de partilha de "lucro excessivo" (julga-se que, em rigor, se trata de um resultado operacional e não de um lucro), que atua quando aquele "lucro" excede, no conjunto dos distribuidores vinculados, uma percentagem prefixada de proveitos.

O Conselho Tarifário interroga-se se não seria lógico e justo prever, por simetria com a partilha de "lucro excessivo", um mecanismo de partilha de "deficit de lucro", quando este *deficit* fosse ocasionado por razões



fora do controlo das empresas, ou se se considera que tal não é necessário por já estar subjacente a existência de um lucro "mínimo" na "garantia do equilíbrio financeiro dos distribuidores vinculados", conforme o disposto na alínea c) do Artigo 5.º da presente proposta de regulamento.

Faz-se ainda notar que se considera que as disposições relativas a este mecanismo de partilha de "lucro excessivo" constituem a parte de mais difícil interpretação de todo o texto da proposta, aspeto que talvez pudesse ser um pouco melhorado.

2.5. Equilíbrio económico-financeiro da empresa concessionária da RNT

Chama-se a atenção da ERSE para que o equilíbrio económico-financeiro da empresa concessionária da RNT poderá estar comprometido pela disposição do regulamento tarifário que prevê a correção dos desvios da tarifa TEP com dois anos de atraso (as tarifas URT e UGS, estão sujeitas apenas ao risco de mercado e a amplitude esperada dos seus desvios é significativamente inferior). Este facto constitui uma descontinuidade relativamente à situação atual, em que a tarifa de venda aos Distribuidores Vinculados é corrigida no próprio ano em que ocorre o desvio, sendo desejável que a tarifa TEP, que envolve apenas a RNT e os distribuidores vinculados, siga o mesmo princípio de correção.

Por incertezas relativas ao preço dos combustíveis e à previsão de consumo de energia elétrica, estes desvios poderão facilmente atingir valores anuais da ordem dos 10 milhões de contos. Admitindo-se que o desvio acumulado em 2 anos possa oscilar entre ± 15 milhões contos, os resultados líquidos da RNT oscilarão entre valores nulos (ou mesmo negativos) e valores da ordem dos 15 milhões de contos.

Será difícil explicar uma tal volatilidade de resultados, particularmente por se tratar de uma empresa sujeita a tão elevado grau de regulação. Mesmo que se pudesse vir a prever uma conta de regularização de resultados, a sua aceitação fiscal não seria certamente pacífica, ainda que o regulamento tarifário a viesse a prever explicitamente.

Ainda que se venha a mostrar possível a criação de um mecanismo contabilístico de regularização de resultados, será preciso atender a que haverá uma parte da dívida financeira, da ordem dos 15 milhões de contos, que estará sujeita a uma grande volatilidade e que terá de ser coberta por empréstimos de curto-prazo, do que resultará uma taxa de juro mais elevada para essa parte da dívida.

Aprovado em 29 de julho de 1998.



◆ Regulamento Tarifário ◆

1. APRECIÇÃO GLOBAL

Trata-se de um documento bastante bem estruturado, embora de leitura por vezes complexa, em que, para maior precisão, se adota, com frequência, um formalismo matemático de alguma densidade e que estabelece mecanismos que dão cumprimento ao previsto no Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

A proposta apresentada de formação de tarifas assenta essencialmente na repercussão, sobre estas, de custos regulados, dando-se cumprimento ao disposto na legislação em vigor, nomeadamente, nos Artigos 30.º, 31.º e 32.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.

O cálculo explícito e a publicação das várias "subtarifas", constitutivas da tarifa de clientes finais e a lógica de transparência de custos, que é procurada na sua construção, não só a nível das suas fórmulas de cálculo, mas também na exigência de separações contabilísticas (auditas) e mesmo, nalguns casos, organizativas, constitui um aspeto bastante positivo do documento em apreciação, e que, não obstante acarretarem alguns custos acrescidos (que deverão ser reconhecidos), constituirá, para os vários intervenientes, confiança acrescida na justiça do sistema tarifário. Será, contudo, de reconhecer a necessidade de conceder às empresas (RNT e de distribuição vinculada) uma moratória para implementação das exigências de separação contabilística e organizativa e admitir a possibilidade de procedimentos expeditos, a acordar com a ERSE, durante esse período transitório.

Tendo o documento uma grande transparência a nível da definição dos custos a imputar a cada tarifa, julga-se que o mesmo não acontece quanto às opções tomadas a nível da estrutura de cada uma delas. Julga-se ser um ponto menos forte deste documento e que mereceria ser colmatado a curto prazo.

Considera este Conselho que, no sentido de aumentar ainda mais a transparência e equidade de tratamento, haveria outros aspetos que poderiam também ser melhorados, desde já, particularmente no domínio dos tópicos desenvolvidos nos pontos seguintes.

2. ALGUMAS QUESTÕES RELATIVAS AO JUSTO EQUILÍBRIO SEP/SENV

O Conselho Tarifário considera imprescindível que o novo contexto do Setor Elétrico Nacional, que será iniciado com a entrada em vigor dos regulamentos agora em apreciação, seja caracterizado por um equilibrado relacionamento entre o Sistema Elétrico Público (SEP) e o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), procurando-se sinergias e benefícios mútuos, e sem que nenhum dos Sistemas beneficie injustamente do outro.

Sem esquecer que é necessária a sintonia de todo o quadro regulamentar com o objetivo enunciado, julga-se assumir, neste domínio, particular relevância o que for disposto, implícita ou explicitamente, no Regulamento Tarifário quanto à equidade das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso da Rede de Distribuição (URD), já que serão as únicas tarifas comuns ao SEP e ao SENV.

Esta preocupação de equidade implicará nomeadamente:

- a nível da definição dos custos a recuperar por cada tarifa — a eliminação de subsidiações cruzadas, quer entre diferentes utilizadores da mesma tarifa, quer entre utilizadores de diferentes tarifas;
- a nível da definição da estrutura tarifária — a não adoção de falsos sinais económicos, particularmente nas tarifas não acessíveis a consumidores finais não elegíveis, devendo evitar-se desfasamento entre a variável indutora da faturação e a variável efetivamente indutora do custo.



Neste domínio, observa-se em particular o seguinte:

2.1 Absorção e repartição, entre SEP e SENV, dos sobrecustos de capacidade do SEP, provocados por saídas para o SENV

Considera-se positivo o incentivo dado à RNT para efetuar, numa ótica de mercado, vendas de energia, quer ao estrangeiro, quer ao SENV, tanto quanto estas vendas possam contribuir, com algum significado, para a cobertura dos custos fixos de produção do SEP.

Considera-se insuficiente o previsto relativamente à transferência para a tarifa UGS de sobrecustos gerados no SEP, por saída de consumidores elegíveis para o SENV, não só pelo atraso de dois anos entre o seu reconhecimento e o seu efeito, mas também porque se afetam esses sobrecustos a uma tarifa que é paga, quer pelo SEP, quer pelo SENV.

Assim, uma saída para o SENV, por exemplo da ordem de 10%, poderia gerar um sobrecusto na Tarifa de Energia e Potência (TEP), paga apenas pelos consumidores do SEP, da ordem dos 6%. A transferência deste sobrecusto, da responsabilidade do SENV, para a tarifa UGS, paga pelo SEP e pelo SENV, proporcionalmente aos respetivos consumos, ocasionará um alargamento da base de responsabilização desse sobrecusto de apenas 10%. Em consequência, o mecanismo proposto transformaria o sobrecusto visto pelos clientes ao em 90% de 6%, ou seja, 5,4%, o que se considera bastante penalizante para os clientes do SEP.

2.2 "Aplicação não discriminatória de tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores"

Quando se verificarem as condições supostas no n.º4 do Artigo 7.º, pareceria lógico que, com o objetivo de se reduzirem saídas para o SENV em circunstâncias gravosas para o SEP, para efeitos dos proveitos reconhecidos no n.º 5 do Artigo 39.º, se reconhecesse, ainda que parcialmente, a parte do desconto efetuado correspondente ao benefício que a ERSE estime ter sido gerado, por esse facto, para o SEP.

2.3 Imputação à tarifa UGS de custos de medidas de política energética e ambiental

Considera-se contribuir significativamente para a equidade de tratamento dos dois sistemas o princípio de atribuição à tarifa UGS dos sobrecustos decorrentes de medidas de política energética e ambiental.

Em consonância com este princípio, recomendar-se-ia a revisão do valor de referência a considerar para efeitos do cálculo do sobrecusto provocado ao SEP pelas entregas dos "produtores em regime especial", considerando-se injusta a proposta atual de valorizar aquelas entregas pela soma das três tarifas UGS, URT e TEP. Senão vejamos:

- Relativamente à UGS, esta contém: os próprios sobrecustos induzidos por estes produtores; custos relativos a serviços de reserva girante, regulação de tensão e de frequência, serviços que estes produtores não prestam, antes pelo contrário, usufruem, pressionando, mesmo, o aumento de reserva girante, pelas maiores incertezas de carga de consumo que induzem;
- Relativamente à URT, é muito discutível que contribuam para um menor investimento na rede de transporte e nas redes a montante do seu ponto de ligação, pela ausência de qualquer garantia associada aos seus fornecimentos; será também de referir a conveniência de se procurar, nesta matéria, coerência interna no próprio Regulamento Tarifário, que dispõe, pela conjugação dos seus artigos 9.º e 20.º, que a parcela dos consumos do SEP abastecida pelas entregas destes produtores esteja sujeita ao pagamento de URT, pelo que, conseqüentemente, se consideram não evitar custos de rede de transporte;
- Quanto à tarifa TEP, apenas em parte se pode considerar que esta representa os custos evitados por estas entregas; a tarifa TEP contém custos de reserva parada; não sendo estes produtores despacháveis, não contribuem para nenhuma garantia de fornecimento associado a qualquer reserva parada; para mais, induzem, eles próprios, maiores custos da tarifa TEP por um maior crescimento das



suas entregas, relativamente ao previsto; não será, portanto, justo incluir os custos relativos a reserva parada do SEP para valorizar estas entregas.

2.4 Alguns aspetos relativos às tarifas URT e URD

E proposto que as tarifas de utilização das redes, acessíveis aos clientes do SENV, seja aplicada à potência média mensal de "horas de ponta", o que se considera incorreto, em termos da utilização efetiva das redes, e injusto para os clientes cativos do SEI). Efetivamente, os clientes do SENV que tenham capacidade de modulação ficam bastantes beneficiados, sem que a menor potência que poderão tomar durante as cerca de quatro "horas de ponta", por dia útil, corresponda necessariamente a uma menor utilização da rede. Os clientes sem acesso direto às tarifas de utilização de redes não poderão beneficiar, na mesma medida, ou mesmo de forma alguma, do mesmo benefício de menor pagamento na utilização de redes, mesmo que disponham de capacidade de modulação dos seus consumos, idêntica à dos clientes do SENV.

E disposto na proposta em apreciação que os custos associados ao investimento em aparelhagem de medição e controlo sejam incluídos na atividade de distribuição de energia elétrica que originam a tarifa URD. O princípio parece correto, exceto se nele for incluído o custo da aparelhagem de telecontagem, bastante sofisticada e significativamente mais cara, necessária para os clientes do SENV. Para que os clientes do SEP não saiam prejudicados, os clientes elegíveis que queiram aderir ao SENV, deveriam suportar diretamente o sobrecusto do equipamento necessário à sua inserção no SENV.

2.5 Desconto a clientes finais com potência superior ou igual a 4 MW

Alerta-se a ERSE para as consequências negativas para o SEP — em termos de uma maior apetência de saída para o SENV dos clientes acima referidos — que poderão advir da progressiva eliminação até 2002 dos descontos acima referidos.

3. Aspetos relativos a medidas de gestão da procura e a estruturas tarifárias

O Conselho Tarifário considera positivo que os custos relativos a projetos de gestão da procura, autorizados pela ERSE, sejam incluídos nos custos a recuperar pelas tarifas de venda a clientes finais.

Considera-se que medidas efetivas de gestão da procura terão de passar sempre pela adoção de estruturas tarifárias, que repercutam nos consumidores os sinais económicos corretos relativamente aos custos marginais efetivamente induzidos a montante.

Como já acima se referiu, considera-se ser um ponto menos forte do documento em apreciação a ausência de justificação clara da estrutura tarifária adotada. Aceita-se que, na eventualidade de falta de tempo para se ter efetuado, em tempo útil, os estudos que justificassem estruturas tarifárias diversas, a melhor opção tenha sido, para já, a da manutenção da estrutura do tarifário atualmente em vigor.

Contudo, considera-se desejável que seja encarado, a curto-prazo, o estudo de revisão da atual estrutura tarifária, por forma a que possa entrar em vigor, ainda durante o primeiro período de regulação.

4. Ajustamento anual dos desvios de proveitos aceites

O regulamento em apreciação prevê que os desvios entre valores ocorridos e pressupostos nas tarifas sejam corrigidos com dois anos de atraso, o que poderá ter efeitos negativos em termos da estabilidade tarifária. Para minimizar este efeito, pareceria conveniente que se procedesse a uma correção em dois tempos, adotando-se um valor provisório no ano imediato à sua ocorrência com acerto final no ano seguinte.

Para além do aspeto acima referido, prevê-se, em todo o documento, que se os desvios forem favoráveis ao SEP, isto é, proveitos superiores aos permitidos, por exemplo, por subestimação da procura, exista um "spread" de 1% em relação à taxa Lisbor, o que não acontece se forem negativos. Assim, o SEP será



penalizado pelos eventuais erros de previsão, mesmo que estes sejam devidos a fatores não controláveis pelo SEP.

Entende-se que se justifica que seja feita, em cada ano, pela ERSE, uma análise às razões do desvio antes da decisão da aplicação do referido "spread" de 1%.

5. Princípios regulatórios das empresas de distribuição vinculada

De acordo com o proposto no regulamento em análise, as empresas de distribuição vinculada serão reguladas, nas suas duas atividades de distribuição e de comercialização, por um mecanismo misto que consiste na indexação a "IPC-X" de custos acordados no início de cada período de regulação e simultaneamente por um mecanismo de partilha de "lucro excessivo" (julga-se que, em rigor, se trata de um resultado operacional e não de um lucro), que atua quando aquele "lucro" excede, no conjunto dos distribuidores vinculados, uma percentagem prefixada de proveitos.

O Conselho Tarifário interroga-se se não seria lógico e justo prever, por simetria com a partilha de "lucro excessivo", um mecanismo de partilha de "deficit de lucro", quando este *deficit* fosse ocasionado por razões fora do controlo das empresas, ou se se considera que tal não é necessário por já estar subjacente a existência de um lucro "mínimo" na "garantia do equilíbrio financeiro dos distribuidores vinculados", conforme o disposto na alínea c) do art.º 5.º da presente proposta de regulamento.

Faz-se ainda notar, que se considera que as disposições relativas a este mecanismo de partilha de "lucro excessivo" constituem a parte de mais difícil interpretação de todo o texto da proposta, aspeto que talvez pudesse ser um pouco melhorado.

6. Equilíbrio económico-financeiro da empresa concessionária da RNT

Chama-se a atenção da ERSE para que o equilíbrio económico-financeiro da empresa concessionária da RNT poderá estar comprometido pela disposição do regulamento tarifário que prevê a correção dos desvios da tarifa TEP com dois anos de atraso (as tarifas URT e UGS, estão principalmente sujeitas apenas ao risco de mercado e a amplitude esperada dos seus desvios é significativamente inferior), o que constitui uma descontinuidade relativamente à situação atual, em que a tarifa de venda aos Distribuidores Vinculados é corrigida no próprio ano em que ocorre o desvio.

Por incertezas relativas ao preço dos combustíveis e à previsão de consumo de energia elétrica, estes desvios poderão facilmente atingir valores anuais da ordem dos 10 milhões de contos. Admitindo-se que o desvio acumulado em 2 anos possa oscilar entre ± 15 milhões contos, os resultados líquidos da REN oscilarão entre valores nulos (ou mesmo negativos) e valores da ordem dos 15 milhões de contos.

Será difícil explicar aos acionistas uma tal volatilidade de resultados, particularmente por se tratar de uma empresa sujeita a tão elevado grau de regulação. Mesmo que se pudesse vir a prever uma conta de regularização de resultados, a sua aceitação fiscal não seria certamente pacífica, ainda que o regulamento tarifário a viesse a prever explicitamente.

Ainda que se venha a mostrar possível a criação de um mecanismo contabilístico de regularização de resultados, será preciso atender a que haverá uma parte da dívida financeira, da ordem dos 15 milhões de contos, que estará sujeita a uma grande volatilidade e que terá de ser coberta por empréstimos de curto-prazo, do que resultará uma taxa de juro mais elevada para essa parte da dívida.

Aprovado em 29 de junho de 1998.



◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – documento da ERSE ◆

Foi solicitado ao Conselho Tarifário parecer sobre a metodologia de cálculo da média comunitária, para efeitos da verificação da satisfação do objetivo expresso no Acordo de Concertação Estratégica 1996/1999 (ACE): "*fazer convergir os preços da eletricidade, no horizonte de 1999 (com esforços graduais a partir de 1997), com a média comunitária*".

No documento da ERSE, em epígrafe, são apresentadas várias alternativas possíveis, para o objetivo em vista, emitindo o Conselho Tarifário, em sessão de 29 de junho, o seguinte parecer:

1. Consumidores tipo ou preço médio global?

Consenso na metodologia dos consumidores tipo, ponderando, para cada um dos segmentos doméstico e industrial, o preço médio de cada consumidor tipo de cada país pela estrutura de consumo portuguesa, porque:

- a) parece imprescindível tanto no setor doméstico como industrial analisar as divergências/convergências tarifárias para cada tipo de consumidor;
- b) quando se compara o preço médio global está-se a comparar simultaneamente o tarifário de cada país e a estrutura de consumo desse próprio país, ou seja, um país com um tarifário de energia elétrica rigorosamente igual ao português, mas com uma diferente estrutura de consumo poderia apresentar um preço médio global significativamente diferente;
- c) Tanto quanto é explicado no documento da ERSE, que se analisa, a informação relativa a Portugal fornecida à OCDE não corresponde efetivamente ao preço médio global, sendo indicados preços relativos a classes de consumidores tipo atualmente já não representativos da média;
- d) Os últimos dados disponíveis, da OCDE dizem respeito a 1995.

2. Taxas de câmbio ou paridade do poder de compra?

Consenso na metodologia de conversão de preços através das taxas de câmbio.

Ótica dos consumidores

Setor Industrial:

- em face da diretiva do mercado interno, em que, particularmente, os consumidores industriais serão progressivamente elegíveis, podendo escolher o seu fornecedor de energia elétrica, mesmo além-fronteiras. A energia elétrica passa a ser claramente um bem transacionável, pelo que só faz sentido a utilização do mecanismo das taxas de câmbio.

Setor doméstico:

- faria sentido que numa ótica social fosse usado o PPC. Contudo, nessa mesma perspetiva social, seria então necessário cruzar classes de rendimento disponível com classes de consumo de energia elétrica, informação, que segundo o nosso conhecimento, não está disponível;
- a utilização desta metodologia (PPC) conduziria, para cumprimento do ACE, à necessidade de descidas muitíssimo significativas. Descidas, que, no atual contexto, não seriam exequíveis de praticar no curto e mesmo médio prazo, o que permite duvidar que, no espírito dos parceiros que subscreveram o ACE, pudesse estar subjacente a utilização do PPC para a convergência dos preços de eletricidade, no horizonte de 1999, com a média comunitária.



Ótica das empresas do Setor Elétrico

Do ponto de vista dos custos de produção transporte e distribuição de energia elétrica os bens transacionáveis cujos preços estão sujeitos aos mecanismos da taxa de câmbio têm um peso no preço final médio de cerca de 80 %, não fazendo nesta ótica, qualquer sentido a adoção da conversão pelo PPC.

3. Definição da "média comunitária".

Para os efeitos referidos recomenda-se a adoção da média aritmética simples dos 15 atuais países da União Europeia, julgando-se que esta opção não estará a violar o espírito dos autores do ACE.

4. Definição de "Horizonte de 1999".

Entendeu-se que o ACE, quando fala em horizonte de 1999, se refere às tarifas que forem fixadas para o ano de 1999.

Tomou-se conhecimento do documento "Princípios para a regulação tarifária do setor elétrico", de março de 1997, subscrito pelo Presidente do Conselho de Administração da ERSE e pelo Diretor-Geral de Energia, nomeadamente do seu ponto 2, tendo-se concluído que este em nada contraria o entendimento acima referido.

Considerações finais.

Para além do objetivo enunciado, entende-se que a questão relativa ao enquadramento comunitário das tarifas nacionais de energia elétrica não se esgota com a verificação do cumprimento do ACE, mas deverá ser uma preocupação continuada dos vários intervenientes no Setor Elétrico.

Assim, considerar-se-ia muito útil que a ERSE atualizasse anualmente, ainda que de forma resumida, este tipo de estudos.

Nestes estudos seria importante manter uma comparação de forma individualizada com cada um dos países comunitários, podendo ser pesquisados ponderadores para efeito de comparações sintéticas, já que, nomeadamente, o objetivo de não penalizar as empresas, que incorporam de forma significativa a eletricidade nos seus produtos, aconselharia, no caso das tarifas industriais, a adoção de ponderadores proporcionais ao peso da componente eletricidade incorporada em cada destino das nossas exportações.

Aprovado em 29 de junho de 1998.



◆ Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – comentários de associações industriais ◆

Foram analisados, em sessão de 29 de junho de 1998, pelo Conselho Tarifário os *contributos enviados à ERSE, de três associações industriais*, Confederação da Indústria Portuguesa (CIP), Associação Industrial Portuense (AIP) e Associação Portuguesa dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica (APIGCEE), sobre o documento acima referido. Os mesmos oferecem-nos os seguintes comentários:

Confederação da Indústria Portuguesa (CIP)

O documento sugere fundamentalmente que se proceda a uma análise exaustiva das possibilidades de aumento da eficiência da oferta e do que obviamente se pode e deve atingir do lado da procura". Sugestão sem dúvida pertinente e que poderá ser uma questão central das preocupações da ERSE e da indústria elétrica, mas que obviamente ultrapassa o âmbito do assunto agora em apreciação.

Associação Industrial Portuense (AIP)

Esta associação, "considerando que o peso do fator trabalho, cujos preços não são definidos no mercado internacional e sim no nacional, representa mais de 10% da estrutura de custos da EDP", entre outros considerandos, propõe:

- a) a adoção da metodologia dos *consumidores-tipo*;
- b) a utilização de uma média aritmética simples como critério de "média comunitária";
- c) a conversão dos preços "para uma unidade comum feita através de ponderadores, sendo 90% através da taxa de câmbio e 10% através da paridade do poder de compra";
- d) a análise mais aprofundada das divergências existentes entre a metodologia da OCDE e as restantes.

Relativamente a d), embora se reconheça o interesse desse aprofundamento, ele é secundário dado o consenso na adoção da metodologia dos *consumidores-tipo* referido em a).

Quanto a c), em que está obviamente subjacente a ideia da comparação de custos associados ao fornecimento, não só existem outros fatores que deveriam ser objeto de uma conversão específica (taxas de juro, riscos de câmbio, política de amortização de investimentos, estrutura da procura, etc.), bem como, a conversão do fator trabalho não é feita através do PPC, mas sim nomeadamente pelo salário médio, o que por sua vez também não é isento de controvérsia (vide pág. 18 do documento da ERSE). Para além deste aspeto, tal como já se referiu atrás, a ótica dos custos de produção é apenas uma das vertentes do problema, pois sob o ponto de vista dos consumidores industriais, em face da diretiva do mercado único, a eletricidade terá de passar a ser considerada um bem transacionável.

Associação Portuguesa dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica (APIGCEE)

Resumidamente, os comentários desta associação são os seguintes:

- a) a adoção da metodologia dos consumidores-tipo;
- b) a utilização de uma média aritmética simples como critério de "média comunitária", enquanto não for encontrada, alguma forma de ponderação;
- c) a conversão dos preços através das taxas de câmbio;
- d) exprime algumas preocupações relativamente aos desnivelamentos dos tarifários ibéricos no segmento da grande indústria.



Passando a existir consumidores elegíveis a partir de 1999, importa incorporar a preocupação das tarifas industriais oferecidas no SEP serem concorrenciais com os preços de mercado ou com as alternativas de mercado a que os industriais poderão passar a ter acesso.

Em particular, o equilíbrio do mercado elétrico ibérico deverá ser, sem dúvida, uma preocupação central da ERSE, quer sob o ponto de vista de funcionamento efetivo desse mercado, quer assegurando que os consumidores não elegíveis e, em geral todo o SEP, não saiam prejudicados com a nova realidade que esse mercado possa trazer.

Aprovado em 29 de junho de 1998.



ÍNDICE POR MATÉRIAS

◆ ABERTURA DO MERCADO

◆ [Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal](#) ◆
[Consulta Pública n.º 8]

◆ [Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão especial](#) ◆
[Consulta Pública n.º 7]

◆ AUTOCONSUMO

◆ [Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica](#) [Consulta Pública n.º 93]

◆ [Regulamentação do regime do autoconsumo de eletricidade](#) ◆ [Consulta Pública n.º 82]

◆ [Revisão regulamentar do setor elétrico decorrente da alteração do regime legal da pequena produção e do autoconsumo](#) ◆
[Consulta Pública n.º 48]

◆ CAE

◆ [Revisão dos incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados](#)

◆ [Mecanismos de incentivos à otimização da gestão dos CAE e da gestão eficiente de licenças de emissão de CO2](#)

◆ CAUÇÃO

◆ [Metodologia de cálculo do valor da caução](#)

◆ [Cálculo do valor da caução](#)

◆ [Cálculo do valor da caução - Artigo 2.º do Decreto Lei n.º 195/99 e do RRC](#)

◆ [Cálculo do valor da caução](#)

◆ [Cálculo do valor da caução](#)

◆ CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

◆ [Concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão](#) ◆ [Consulta Pública n.º 65]

◆ [Alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão de distribuição de energia elétrica em baixa tensão](#)

◆ CONSUMIDORES

◆ [Instrução relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica](#)

◆ [Compensação aos consumidores com tarifa bi-horária afetados por anomalias de contagem](#)

◆ [Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão normal](#) ◆
[Consulta Pública n.º 8]

◆ [Alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de eletricidade a consumidores em baixa tensão especial](#) ◆
[Consulta Pública n.º 7]

**◆ CONTADORES**

- ◆ [Medidas corretivas e de compensação aos clientes resultantes da auditoria aos contadores bi-horários e tri-horários das regiões autónomas dos Açores e da Madeira](#)
- ◆ [Análise técnica das conclusões da auditoria aos contadores da EDP Distribuição e proposta de diretiva](#)
- ◆ [Consulta para apresentação de proposta para a realização de auditorias ao universo de contadores de tarifa bi-horária e tri-horária - bases do caderno de encargos](#)

◆ CONTRATAÇÃO A PRAZO

- ◆ [Mecanismo de contratação a prazo de energia elétrica para satisfação dos consumos dos clientes do CUR](#) ◆ [Consulta Pública n.º 73]

◆ ENERGIA REATIVA

- ◆ [Faturação de energia reativa - Proposta de fatores multiplicativos do preço de referência de energia reativa indutiva](#)
- ◆ [Alteração das regras de faturação de energia reativa](#) ◆ [Consulta Pública n.º 31]

◆ ESTRUTURA TARIFÁRIA

- ◆ [Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas](#) ◆ [Consulta Pública n.º 59]
- ◆ [1.ª fase de revisão da estrutura tarifária](#)

◆ EVENTOS EXTRAMERCADO

- ◆ [Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade - 2020](#)
- ◆ [Avaliação de impactes de eventos extramercado na formação no preço de mercado grossista de eletricidade - 2019](#)

◆ GRANDES CLIENTES

- ◆ [Novas opções tarifárias para grandes clientes](#)
- ◆ [Novas opções tarifárias para grandes clientes](#)

◆ GUIA DE TELECONTAGEM

- ◆ [Guia de telecontagem do continente – regulamentação dos pontos 6.2.3, 7 e 12.3](#)

◆ INCENTIVOS

- ◆ [Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT](#)

◆ INTERRUPTIBILIDADE

- ◆ [Condições gerais e de detalhe a integrar nos contratos de interruptibilidade e dos critérios a observar na seleção das propostas para a celebração dos contratos](#)
- ◆ [Alteração do regime de interruptibilidade](#)



◆ LIGAÇÕES ÀS REDES

◆ [Parâmetros relativos às condições comerciais de ligação à rede elétrica aplicáveis às instalações de produção e às instalações de consumo em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA](#) ◆ [Consulta Pública n.º 72]

◆ [Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC](#)

◆ [Subregulamentação das ligações às redes do SEP](#)

◆ MERCADO DE RESERVA

◆ [Regras do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação](#) ◆ [Consulta Pública n.º 67]

◆ NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT

◆ [Subregulamentação do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência](#)

◆ PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025 \[e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica\]](#) ◆

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020](#)

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017](#)

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014](#)

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011](#)

◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008](#)

◆ PEQUENA PRODUÇÃO

◆ [Revisão regulamentar do setor elétrico decorrente da alteração do regime legal da pequena produção e do autoconsumo](#) ◆ [Consulta Pública n.º 48]

◆ PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (PDIRD)

◆ [Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição, para o período 2021 a 2025 – PDIRD-E 2020 – atualização 2022](#) ◆ [Consulta Pública n.º 111]

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição 2021 a 2025 \(PDIRD-E 2020\)](#) ◆ [Consulta Pública n.º 91]

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2019-2023 \(PDIRD-E2018\)](#) ◆ [Consulta pública n.º 74]

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição em AT e MT \(PDIRD-E2016\)](#) ◆ [Consulta Pública n.º 56]

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2015-2019 \(PDIRD-E2014\)](#) ◆ [Consulta Pública n.º 49]

◆ [Parecer da ERSE ao PDIRD 2012-2016](#)

**◆ PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE (PDIRT)**

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2022-2031 \(PDIRT-E 2021\)](#) ◆
[\[Consulta Pública n.º 100\]](#)

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 \(PDIRT-E 2019\)](#) ◆
[\[Consulta Pública n.º 83\]](#)

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 \(PDIRT-E 2017\)](#) ◆
[\[Consulta pública n.º 64\]](#)

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 53\]](#)

◆ [Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 46\]](#)

◆ PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA (PPEC)

◆ [Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 86\]](#)

◆ [Alteração às regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica – PPEC](#)

◆ [Alteração das regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo aprovadas no âmbito do Regulamento Tarifário](#) ◆
[\[Consulta Pública n.º 20\]](#)

◆ [Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo da Energia Elétrica](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 10\]](#)

◆ PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL (PPDA)

◆ [Alteração das regras dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Setor Elétrico](#)

◆ [Regras para os Planos do Desempenho Ambiental – PPDA](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 22\]](#)

◆ PREÇOS DA ELETRICIDADE NA UNIÃO EUROPEIA

◆ [Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – documento da ERSE](#)

◆ [Comparação dos preços da Eletricidade na União Europeia – comentários de associações industriais](#)

◆ QUALIDADE DE SERVIÇO

◆ [Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço](#)
◆ [\[Consulta Pública n.º 61\]](#)

◆ [Alteração do Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 57\]](#)

◆ REDES INTELIGENTES

◆ [Regulamentação das Redes Inteligentes de eletricidade](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 70\]](#)

◆ REGULAMENTO DA MOBILIDADE ELÉTRICA

◆ [Alteração do Regulamento da Mobilidade Elétrica](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 78\]](#)

◆ [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 51\]](#)



◆ REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

◆ [Reformulação da regulamentação do setor elétrico \(Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás\) ◆ Consulta Pública n.º 113](#)

◆ [Reformulação do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás ◆ \[Consulta Pública n.º 94\]](#)

◆ [Alteração do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço ◆ \[Consulta Pública n.º 61\]](#)

◆ REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

◆ [Reformulação da regulamentação do setor elétrico \(Regulamento de Relações Comerciais\) ◆ Consulta Pública n.º 113](#)

◆ [Fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás natural ◆ \[Consulta Pública n.º 81\]](#)

◆ [Ligações às redes de transporte e distribuição de energia elétrica - subregulamentação do RRC](#)

◆ [Regulamento do acesso às redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ◆ \[Consulta Pública n.º 4\]](#)

◆ [Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais](#)

◆ [Encargos com os estudos de elaboração de orçamentos — Art.º 24.º do RRC](#)

◆ [Comparticipação nos custos de reforço da rede - Art.º 26 do RRC](#)

◆ REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

◆ [Reformulação da regulamentação do setor elétrico \(Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações\) ◆ Consulta Pública n.º 113](#)

◆ [Regulamento do acesso às redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ◆ \[Consulta Pública n.º 4\]](#)

◆ REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

◆ [Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica \[Consulta Pública n.º 113\]](#)

◆ [Reformulação do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica \[Consulta Pública n.º 93\]](#)

◆ REGULAMENTO DO PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA (PPEC)

◆ [Regulamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia ◆ \[Consulta Pública n.º 86\]](#)

◆ REGULAMENTO TARIFÁRIO

◆ [Reformulação d ◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico \(Regulamento Tarifário\) ◆ \[Consulta Pública n.º 113\]](#)

◆ [Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ \[Consulta Pública n.º 101\]](#)

◆ [Aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ \[Consulta pública n.º 88\]](#)

◆ [Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ \[Consulta Pública n.º 68\]](#)

◆ [Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico ◆ \[Consulta Pública n.º 61\]](#)

◆ [Revisão do Regulamento Tarifário: tarifa social](#)

◆ [Alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico](#)



- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Alteração do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico ◆ \[Consulta Pública n.º 36\]](#)
- [◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico \(Regulamento Tarifário\)](#)
- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico](#)
- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico sobre regras de faturação transitórias](#)
- [◆ Alteração do Regulamento Tarifário e alteração das tarifas de energia elétrica para 2006, por aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 maio](#)
- [◆ Alterações ao Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ \[Consulta Pública n.º 25\]](#)
- [◆ Regulamento Tarifário – junho 2007](#)
- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ \[Consulta Pública n.º 15\]](#)
- [◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ \[Consulta Pública n.º 9\]](#)
- [◆ Aditamento ao Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Alteração à regulamentação do setor elétrico – Regulamento Tarifário ◆ \[Consulta Pública n.º 5\]](#)
- [◆ Regulamento do acesso às redes e às Interligações, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário – alteração para permitir a sua aplicação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ◆ \[Consulta Pública n.º 4\]](#)
- [◆ Revisão do Regulamento Tarifário ◆ \[Consulta Pública n.º 2\]](#)
- [◆ Alteração do Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Regulamento Tarifário](#)
- [◆ Regulamento Tarifário](#)

◆ RISCOS E GARANTIAS

- [◆ Alteração da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG \[Consulta Pública n.º 95\]](#)
- [◆ Regime de gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional \(SEN\) ◆ \[Consulta Pública n.º 80\]](#)

◆ TARIFAS E PREÇOS

- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2023 – fixação excecional](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023 \[e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica\]](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – fixação excecional](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período regulatório 2022-2025 \[e tarifas da atividade da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica\]](#)
- [◆ Tarifas e proveitos da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica para 2021](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020](#)
- [◆ Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019 do despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020](#)
- [◆ Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017](#)



-
- ◆ [Tarifas sociais da energia elétrica a vigorar a partir de 1 de julho de 2016](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016](#)
 - ◆ [Portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas](#)
 - ◆ [Estudo sobre impactes no preço médio de mercado previstos nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho](#)
 - ◆ [Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas](#) ◆ [\[Consulta Pública n.º 59\]](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013](#)
 - ◆ [Revisão do Regulamento Tarifário: tarifa social](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2009 e parâmetros para o período de regulação 2009-2011](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica de setembro a dezembro de 2007](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007](#)
 - ◆ [Alteração do Regulamento Tarifário e alteração das tarifas de energia elétrica para 2006, por aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 maio](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008](#)
 - ◆ [Parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003](#)
 - ◆ [Alteração das tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE e em MAT e AT](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 - Portugal continental](#)
 - ◆ [Tarifas de 2001 em Euro](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2001 - Portugal continental](#)
 - ◆ [Revisão excepcional da tarifa de energia e potência, para vigorar em dezembro de 2000](#)
 - ◆ [1.ª fase de revisão da estrutura tarifária](#)
 - ◆ [Novas opções tarifárias para grandes clientes](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2000](#)
 - ◆ [Novas opções tarifárias para grandes clientes](#)
 - ◆ [Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais](#)
 - ◆ [Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços 1999 e 1999-2001](#)



eletricidade

