TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2019

Dezembro 2018

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

0 SUMÁRIO EXECUTIVO 1

0.1 Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2019 e dos preços dos serviços regulados 2

0.2 Principais determinantes da variação dos proveitos 7

0.2.1 Pressupostos Financeiros 7

0.2.2 Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso 8

0.2.3 Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados 9

0.2.3.1 Diferencial de custo de Produção em Regime Especial 12

0.2.3.2 Custos para a manutenção do equilíbrio contratual 13

0.2.3.3 Diferencial de custo das centrais com CAE 14

0.2.3.4 Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas 15

0.2.4 Amortizações e juros da dívida tarifária 15

0.2.5 Procura de energia elétrica 19

0.2.6 Proveitos permitidos por atividade em 2019 20

0.2.7 Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico - Mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia 22

1 INTRODUÇÃO 23

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL 25

2.1 Economia mundial 25

2.2 Economia portuguesa 29

2.3 Breve enquadramento setorial 36

3 PROVEITOS PERMITIDOS 39

3.1 Metodologias de regulação 40

3.2 Proveitos permitidos a recuperar em 2019 45

3.2.1 Proveitos a recuperar em 2019 por atividade 47

3.2.2 CIEG e Custos de estabilidade e Sustentabilidade de mercados 50

3.3 Proveitos de energia e comercialização 54

3.4 Proveitos da UGS 67

3.4.1 Principais rubricas explicativas da variação da UGS 69

3.4.2 Custos de gestão do sistema 71

3.4.3 CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados 71

3.4.3.1 Ajustamentos aos custos de energia 72

3.4.3.2 CIEG associados à produção de energia elétrica 73

3.4.3.3 Evolução do diferencial de custo da PRE 76

3.4.3.4 Repercussão do diferimento da pre nos proveitos permitidos 80

3.4.4 Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores 87

3.5 Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica 88

3.6 Proveitos do comercializador de último recurso 90

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2019 95

4.1 Tarifas 95

4.2 Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador 102

4.3 Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT 102

4.3.1 Tarifa de Uso Global do Sistema 102

4.3.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte 104

4.3.2.1 Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND 104

4.3.2.2 Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT 104

4.4 Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição 106

4.4.1 Tarifa de operação logística de mudança de comercializador 106

4.4.2 Tarifa de Uso Global do Sistema 107

4.4.3 Tarifas de Uso da Rede de Transporte 112

4.4.4 Tarifas de Uso da Rede de Distribuição 114

4.5 Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso 118

4.5.1 Tarifa de Energia 118

4.5.2 Tarifas de Comercialização 119

4.6 Tarifas de Acesso às Redes 120

4.7 Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em MAT, AT e MT 124

4.8 Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT 127

4.9 Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica 128

4.10 Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental 131

4.11 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 138

4.11.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2019 139

4.12 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM 142

4.12.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2019 144

4.13 Tarifa Social 147

4.13.1 Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2019 149

4.13.2 Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2019 151

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS 155

5.1 Parâmetros a vigorar em 2019 155

5.2 Valores mensais a transferir pela REN 166

5.2.1 Transferências para a Região Autónoma dos Açores 166
5.2.2 Transferências para a Região Autónoma da Madeira 167
5.2.3 Transferências para a EDP Distribuição 169
5.2.4 Transferências dos Centros Electroprodutores 170
5.2.5 Transferências para os Centros Electroprodutores 172
5.2.6 Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013 172
5.3 Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição 173
5.3.1 Transferências para o comercializador de último recurso 173
5.3.2 Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A. 175
5.3.3 Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial 176
5.4 Valores mensais a transferir pelo FSSSE para a EDP SU 188
5.5 Amortização e juros da dívida tarifária 188
5.6 Ajustamentos tarifários de 2017 e 2018 191
6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS 195
6.1 Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais 195
6.1.1 Enquadramento regulamentar 195
6.1.2 Propostas das empresas 195
6.1.2.1 Preços de leitura extraordinária 196
6.1.2.2 Quantia mínima a pagar em caso de mora 199
6.1.2.3 Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais 200
6.1.2.4 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica 201
6.1.3 Preços a vigorar em 2019 206
6.1.3.1 Preços de leitura extraordinária 208
6.1.3.2 Quantia mínima a pagar em caso de mora 211
6.1.3.3 Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais 212
6.1.3.4 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica 212
6.2 Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço 216
7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS 219
7.1 Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade 221
7.1.1 Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2018 e 2019 221
7.1.2 Evolução das tarifas por atividade entre 2002 e 2019 223
7.2 Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes 227
7.2.1 Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2018 e 2019 227
7.2.2 Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2019 233
7.2.3 Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2019 236
7.3 Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais 238
7.3.1 Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2018 e 2019 238

7.3.2 Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2019 241

7.3.1 Evolução do preço médio das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2019.....243

7.4 Impacte no preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso.....248

7.4.1 Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2018 e 2019.....248

7.4.2 Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2019...250

7.4.3 Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2019 253

7.5 Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 257

7.5.1 Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2018 e 2019.....257

7.5.2 Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2019.....258

7.6 Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM 261

7.6.1 Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2018 e 2019.....261

7.6.2 Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2019.....263

7.7 Análise da Convergência Tarifária 266

7.8 Impactes tarifários dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2019 269

ANEXOS.....275

ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....277

ANEXO II SIGLAS 283

ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....289

ANEXO IV PARECERES DO CONSELHO TARIFÁRIO A "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019" E "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" 293

ANEXO V COMENTÁRIOS AOS PARECERES DO CONSELHO TARIFÁRIO A: "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019" E "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" 297

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999 10

Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....12

Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida.....13

Figura 2-1 - Crescimento real do PIB 26

Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA 27

Figura 2-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....29

Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....30

Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....31

Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e terceiro trimestre de 2018.....33

Figura 2-7 - Taxas *refi* e inflação 34

Figura 2-8 - Inflação em Portugal.....35

Figura 2-9 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão.....37

Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental.....38

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico 45

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade 46

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000.....53

Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....55

Figura 3-5 - Energia e número de clientes 55

Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....56

Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros) (índice jan. 2004=100).....57

Figura 3-8 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros) (índice jan. 2004=100).....58

Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia 59

Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal 60

Figura 3-11 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014.....61

Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2019 62

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton) 63

Figura 3-14 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2011) 64

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO_2 (EUAs) 65

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....68

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente 69

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS 71

Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....73

Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....75

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas) 77

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas) 79

Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial 80

Figura 3-24 - Proveitos a recuperar 88

Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição 89

Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente 90

Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais 91

Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis 92

Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....93

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários 93

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2019 da RAA 139

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2019 da RAM 143

Figura 7-1 – Decomposição da variação de preço médio 220

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes 222

Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização 223

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2018).....226

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 227

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 228

Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....228

Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 229

Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 229

Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 230

Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT 230

Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 231

Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT 231

Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....232

Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....232

Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN 233

Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN 233

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade 234

Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade 234

Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes 235

Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes 235

Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....236

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2018).....237

Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais.....238

Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT 239

Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT 239

Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT 240

Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE.....240

Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN 241

Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade 241

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade.....242

Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais 243

Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais 243

Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes).....244

Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2018).....245

Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2018) 247

Figura 7-37 - Evolução das componentes das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2018) 248

Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em MT e BTE 249

Figura 7-39 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em BTN 249

Figura 7-40 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019.....251

Figura 7-41 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019 251

Figura 7-42 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019, decomposto por parcelas 252

Figura 7-43 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019, decomposto por parcelas 253

Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes) 254

Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2018) 255

Figura 7-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, 2019/2018 257

Figura 7-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA 258

Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes) 259

Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2018) 260

Figura 7-50 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, 2019/2018 262

Figura 7-51 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM 263

Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes) 264

Figura 7-53 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2018) 265

Figura 7-54 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM 268

Figura 7-55 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva 269

Figura 7-56 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2019, por componente 270

Figura 7-57 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2018 271

Figura 7-58 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes 272

Figura 7-59 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes 273

Figura 1 – Impacto da sobrefaturação de 2016 para o nível de tensão em BTN 313

Figura 2 – Insolvência de comercializadores em países europeus 317

Figura 3 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social 324

Figura 4 – IVA sobre os preços de eletricidade (consumidores domésticos) 327

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental 3

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores 4

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira 4

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira 5

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

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

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros.....8

Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....9

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2019 10

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019 14

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2018 e 2019.....15

Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária.....18

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas 19

Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2019 21

Quadro 0-15 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2019 21

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 e 2019 36

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico 41

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I) 42

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II) 43

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III) 44

Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental.....48

Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira 49

Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2019 52

Quadro 3-8 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2019 54

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....66

Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2017 e 2018 a repercutir em tarifas.....72

Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2019 81

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2015 a 2019 nos proveitos permitidos de 2019 a 2023.....82

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....96

Quadro 4-2 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador 102

Quadro 4-3 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) 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 103

Quadro 4-4 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) 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 103

Quadro 4-5 - Preços 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.....104

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND 104

Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....105

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT 106

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador 107

Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....107

Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 108

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....109

Quadro 4-13 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema 110

Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 111

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....111

Quadro 4-16 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema...112

Quadro 4-17 - Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2019.....112

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....113

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 114

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 114

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....115

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....116

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....116

Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 117

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 117

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT....117

Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia 118

Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias 119

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização....120

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2019....121

Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2019....124

Quadro 4-32 - Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT aos clientes participantes no projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes para o ano 2019....126

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT....128

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias....128

Quadro 4-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE 130

Quadro 4-36 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE nos vários níveis de tensão e opções tarifárias....130

Quadro 4-37 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2019 132

Quadro 4-38 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2019 133

Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2019....140

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2019....144

Quadro 4-41 - Clientes tarifa social e valor global do desconto em 2019 149

Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2019....150

Quadro 4-43 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2019 150

Quadro 4-44 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 em Portugal continental 151

Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 na Região Autónoma dos Açores 152

Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 na Região Autónoma da Madeira 153

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA 166

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social 167

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM....168

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social 169

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social 170

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social.....171

Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento 172

Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal.....173

Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008.....175

Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009.....175

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015, 2016 2017 e 2018 176

Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018 179

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018 181

Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016 182

Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015 e de 2017 183

Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Caixa Bank referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015 184

Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018 185

Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018 187

Quadro 5-19 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a EDP SU 188

Quadro 5-20 - Amortização e juros da dívida tarifária 190

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading 192

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da REN ...192

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição 193

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal 193

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDA 194

Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EEM 194

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2019 197

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2019 198

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2019 198

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2019 199

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM para 2019 200

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDP Distribuição para 2019 202

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDA para 2019 205

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EEM para 2019 206

Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2019 209

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2019 210

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2019 210

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2019 em Portugal continental, na RAA e na RAM 211

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2019 em Portugal continental, na RAA e na RAM 212

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2019 213

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2019 (AT, MT e BT) 214

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2019 215

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2019 216

Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100) 224

Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório 225

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão 237

Quadro 7-4 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão 245

Quadro 7-5 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório 246

Quadro 7-6 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100) 255

Quadro 7-7 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais por período regulatório 256

Quadro 7-8 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100 260

Quadro 7-9 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório 261

Quadro 7-10 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100 265

Quadro 7-11 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório 266

Quadro 7-12 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2018 e 2019 em Portugal continental 266

Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa de venda a clientes finais entre 2018 e 2019, por região 267

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019" fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2019. Este documento integra os seguintes anexos: (i) "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019", (ii) "Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2019" e (iii) "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019".

As tarifas e preços a vigorarem em 2019 constantes do presente documento devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período 2018-2020, designadamente devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário[1] assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento "Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020", de dezembro de 2017, os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019", a estrutura tarifária definida e justificada no documento "Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2019" e a procura prevista para 2019 apresentada e justificada no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019".

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a "Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019". O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, até 15 de novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE serão tornados públicos, nomeadamente através da sua página de *internet*, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas a aprovar para 2019 são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Operador Logístico de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização), (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (iii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, (iv) tarifa de Acesso às

[1] O Regulamento Tarifário foi objeto de revisão em 2017.

Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT), (v) tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica (vi) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental, (vii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso, (viii) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia e (ix) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis. Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além dos preços das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2019 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O início do processo de liberalização do setor elétrico concretizou-se em 1995, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, e foi concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de energia elétrica.

Em janeiro de 2011 o processo de liberalização aprofundou-se com a aprovação da extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer energia elétrica aos consumidores que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento. O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN) foi aprovado em 2012 estabelecendo o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes

com potência contratada inferior a 10,35 kVA. 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.

No seguimento da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, o Governo aprovou a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que estabelece 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.

Em 2019 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT.

No quadro seguinte apresenta-se a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

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

	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	0,1%	0,1%	0,1%	-3,5%

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2019, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

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

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	0,7%	0,5%	-0,6%

No Quadro 0-4 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	1,1%	1,0%	-0,6%

À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2019, que apresentam um desconto de 33,8% estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas são idênticos aos aplicáveis no continente e identificados anteriormente.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes espectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal Continental.

O impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2019 com as tarifas que seria necessário

publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas 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	54,0%	-0,1%
Região Autónoma da Madeira	46,9%	0,0%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes é apresentada no Quadro 0-5.

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	**-14,3%**	-10,6%	-10,6%	-10,6%	-10,6%	-16,7%

A variação das tarifas de acesso às redes 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 custos de interesse económico geral e política energética.

TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

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 tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

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	**-20,2%**
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%**

PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a ERSE aprova o preço da leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora e dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas dos operadores para o exercício de 2019 seguiu a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011" que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais. Nesse sentido, a ERSE efetuou o exercício de, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para as quais se define um preço regulado.

A proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2019 conduz, assim, aos seguintes resultados:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Na generalidade dos casos, os preços sofrem um aumento de 1,5%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, visto ser o indicador regulamentarmente consagrado para a ligação de instalações eventuais.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2019, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.
- Os preços relativos à interrupção e ao restabelecimento de forma remota não sofrem alterações.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), em vigor desde janeiro de 2018, publicou em anexo os preços máximos para verificação da qualidade da energia, previstos no artigo 65.º do RQS. O referido anexo prevê que os preços sejam atualizados anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificado em junho de ano anterior. Assim, deixou de ser necessária uma publicação anual pela ERSE deste preço regulado.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

0.2.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

As taxas de juros e *spread* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2019, são os seguintes:

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2019
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2017, para cálculo dos ajustamentos de 2017	-0,145%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2017 e de 2018	-0,178%
Spread no ano 2017 para cálculo dos ajustamentos de 2017	0,75 p.p.
Spread no ano 2018 para cálculo dos ajustamentos de 2017 e dos ajustamentos de 2018	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2017, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,321%
Spread para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável ao alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2019	1,102%

No documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019" encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 65,5 €/MWh. O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

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

	2018		2019
	Tarifas 2018	Estimativa 2018 (valores reais até setembro)	Tarifas 2019
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	53,8	63,3	65,5
Preço petróleo EUR/bbl	50,2	60,9	62,3
Índice de produtibilidade hidroelétrica	1,00	1,19	1,00

Fonte: ERSE

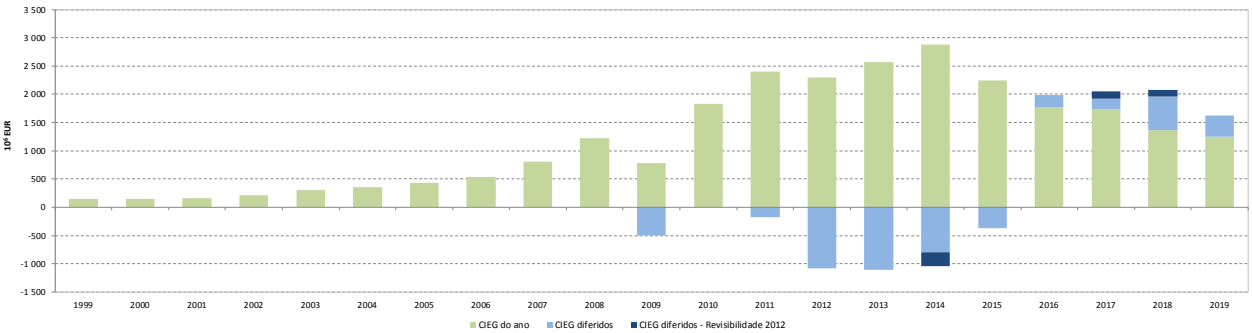
0.2.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a verde os CIEG relativos aos próprios anos e a azul 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.

Observa-se a tendência de diminuição destes custos, iniciada em 2015 e que se deverá estabilizar em 2019. É igualmente patente o facto de desde 2016 os montantes de CIEG diferidos no passado incluídos nas tarifas ultrapassarem os montantes diferidos no próprio ano.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



O Quadro 0-9 apresenta 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 2019

Unidade: 10³ EUR

	2018	2019	Variação 2018/2019
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	**1 368 044**	**1 251 687**	**-8,5%**
Diferencial de custo da PRE	679 052	643 978	-5,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	238 561	-78	-100,0%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	134 453	284 102	111,3%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 197	262 157	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM	84 166	125 884	49,6%
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	19 793	-
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	406	-6,1%
Autoridade da Concorrência	384	365	-4,8%
Tarifa social	-81 597	-103 743	27,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	**589 841**	**371 966**	**-36,9%**
Diferimento CMEC 2012	**123 179**	**0**	**-**
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	**2 081 064**	**1 623 653**	**-22,0%**
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 959	134 059	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	34 575	0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	14 122	30 984	119,4%
Diferencial extinção TVCF	0	-8 327	-
Sobreproveito	-3 357	-1 956	-41,7%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	**144 723**	**154 759**	**6,9%**
Total CIEG e Sustentabilidade	**2 225 787**	**1 778 412**	**-20,1%**

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.

Na Figura 0-2 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás e à garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento), por unidade prevista produzir em 2019[2] pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. No que respeita aos Custos de Manutenção do Equilíbrio contratual (CMEC) e à remuneração da Reserva de Segurança do SEN, os valores incorporados nas tarifas de 2019 originam valores unitários nulos pelo que não foram incluídos na figura.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

i) 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-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;

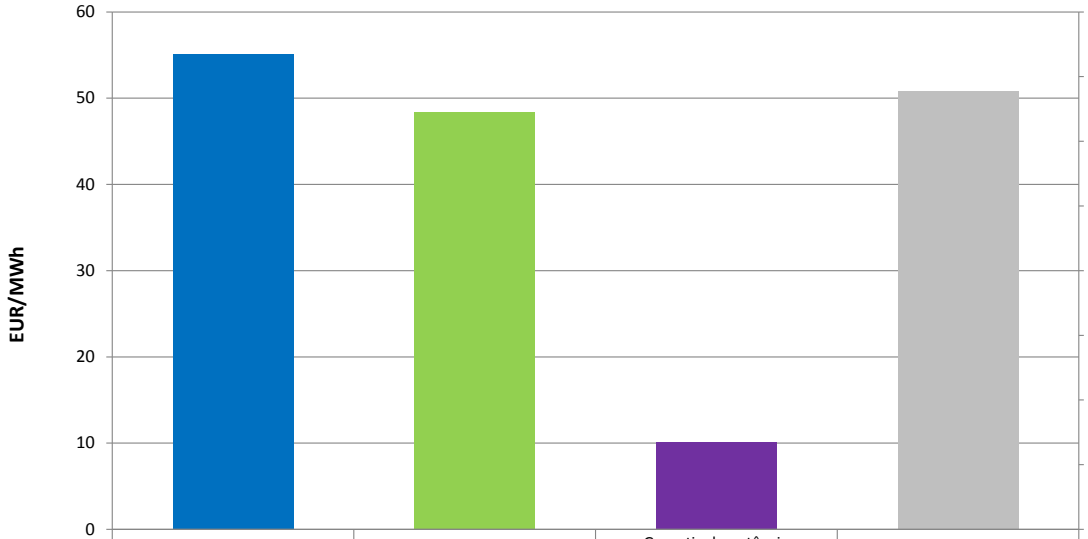
ii) As medidas de sustentabilidade do SEN, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, as receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN e do montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, nos termos da Portaria n.º 69/2017;

iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;

iv) A previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE, a deduzir ao diferencial de custo da PRE, de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

[2] a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2019; b) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento considera-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2014 até 2018 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2014).

Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



	Diferencial de custo PRE	Diferencial de custo CAE	Garantia de potência (Investimento)	Total
EUR/MWh	55,1	48,4	10,1	50,8
DifCusto Mil EUR	1 204 755	284 102	19 793	1 508 651
GWh	21 856	5 865	1 967	29 688

Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2018 e no caso da PRE não inclui o alisamento quinquenal.

0.2.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O cumprimento das metas definidas a nível europeu e nacional para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, têm conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos.

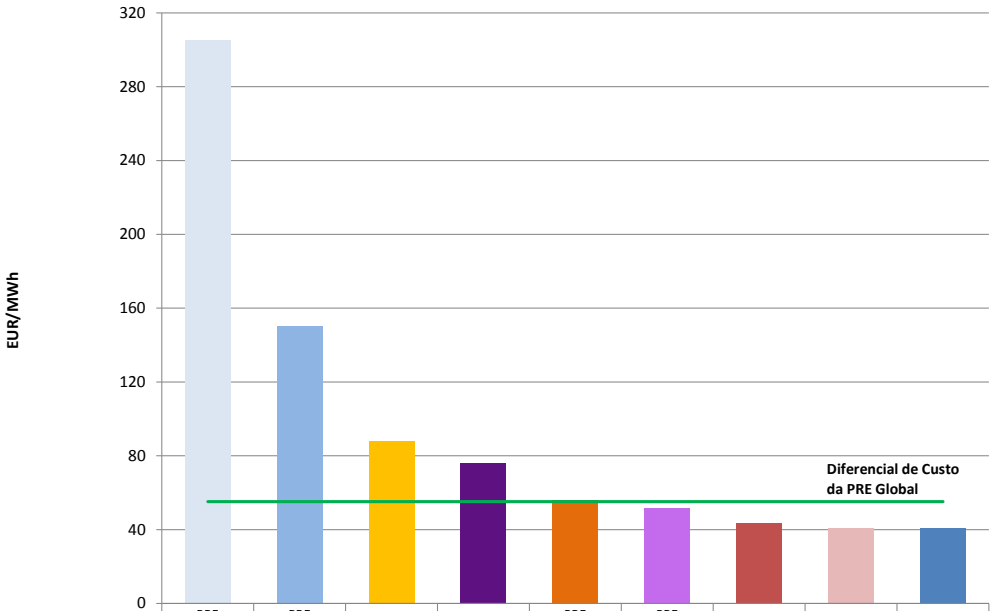
A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado, sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na Figura 0-3 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2019, relativos aos anos de 2017 e 2018, mas não são considerados os efeitos referidos anteriormente para a Figura 0-2, com impacto no diferencial de custos da PRE (diferimento

quinquenal, medidas de sustentabilidade do SEN, mecanismo regulatório definido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, transferências do FSSSE).

Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida



	PRE Fotovoltaica	PRE Micro+UPP +UPAC	PRE Biomassa	PRE Biogás	PRE Cogeração FENR	PRE Cogeração FER	PRE RSU	PRE Hídrica	PRE Eólica
DifCusto €/MWh	305,3	150,3	87,8	76,2	55,9	51,9	43,3	41,1	40,7
DifCusto Mil EUR	169 956,0	50 083,2	71 391,6	21 425,9	221 542,2	100 946,1	21 212,0	43 794,3	504 403,9
GWh	557	333	813	281	3 963	1 946	490	1 066	12 408
DifCusto PRE Global €/MWh	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1

Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2019, nem o diferimento quinquenal. Note-se que as alterações nos diferenciais de custo por tecnologia apresentadas nesta figura, face aos apresentados em Tarifas 2018, se devem a alterações nas previsões para o ano t e a efeitos resultantes dos ajustamentos por tecnologia dos anos t-1 e t-2 a repercutir em 2019, face aos ajustamentos repercutidos em 2018.

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo com a PRE encontra-se no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019".

0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2019 são as seguintes:

- Parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturação.

- Parcelas de acerto e de alisamento que inclui: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC (inclui o acerto de juros do 1º semestre de 2017 e do ano de 2018 decorrente da alteração da taxa de juro), (ii) a devolução de parte dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas e (iii) os desvios de faturação de 2017 e de 2018.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2019 ascende a cerca de -78 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019

Unid: 10^3 Euros

	Ano 2019
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-244
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-90 169
Renda anual - ajustamento final	22 637
Desvios faturação	817
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-651
Total	**-78**

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC, em especial dos valores da parcela de acerto, encontra-se no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico".

0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2019 é de 195 098 milhares de euros, superior ao valor de 170 761 milhares de euros verificado em 2017[3]. Esta evolução deve-se à diminuição prevista da margem entre as receitas unitárias da energia vendida e os custos unitários de produção devido, essencialmente, ao aumento do preço de energia elétrica previsto

[3] Sem ajustamentos e incentivos.

para 2019 ser inferior ao aumento previsto do custo das *commodities*, particularmente o preço do petróleo e das licenças de emissão de CO_2.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com CAE encontra-se no documento "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico".

0.2.3.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam um aumento relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2018 e 2019

Unidade: 10^3 EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2019	63 888	61 996	125 884
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2018	46 807	37 359	84 166

O aumento do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária.

0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-12 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2019, que de seguida são descritos:

- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015 com término em 2019. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à Caixa Bank e ao Banco Popular;

- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, 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 ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 318,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, 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 ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 672,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander, Tagus e BBVA;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, 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 ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 665,8 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- O diferimento, no montante de 920,8 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, 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 ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2019, referente a estes défices, é de 640,3 milhões

de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente;

Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2018	Juros 2019	Amortização e regularização 2019 [2]	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2019	Saldo em dívida em 2019
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	**381 745 855**	**11 503 911**	**381 745 855**	**393 249 767**	**0**
EDP Serviço Universal	9 502 276	286 351	9 502 276	9 788 627	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	25 838 613	778 647	25 838 613	26 617 260	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	29 013 094	874 310	29 013 094	29 887 404	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	18 141 983	546 709	18 141 983	18 688 692	0
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	190 454 742	5 739 354	190 454 742	196 194 096	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	72 567 957	2 186 835	72 567 957	74 754 792	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	20 587 007	620 389	20 587 007	21 207 396	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	15 640 183	471 317	15 640 183	16 111 500	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	**629 294 614**	**14 095 570**	**311 162 443**	**325 258 013**	**318 132 171**
EDP Serviço Universal	15 059 200	337 311	7 446 206	7 783 517	7 612 994
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 156 933	1 123 465	24 800 711	25 924 176	25 356 222
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 378 922	1 666 013	36 777 571	38 443 584	37 601 351
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	99 342 255	2 225 167	49 120 997	51 346 164	50 221 258
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	301 181 661	6 746 168	148 922 968	155 669 136	152 258 694
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 695 685	1 135 533	25 067 103	26 202 636	25 628 581
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	38 479 958	861 913	19 026 887	19 888 800	19 453 071
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	**999 279 399**	**18 770 464**	**326 913 932**	**345 684 396**	**672 365 466**
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	1
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 469	1 361 248	23 708 036	25 069 284	48 760 433
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	52 857 820	992 881	17 292 419	18 285 300	35 565 401
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 558 758	667 936	11 633 036	12 300 972	23 925 722
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	54 351 343	1 020 936	17 781 024	18 801 960	36 570 319
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	115 887 555	2 176 832	37 912 576	40 089 408	77 974 979
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 296 952	343 690	5 985 842	6 329 532	12 311 110
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 504	1 361 248	23 708 048	25 069 296	48 760 456
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	73 513 606	1 380 880	24 049 952	25 430 832	49 463 654
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 428 893	496 440	8 646 204	9 142 644	17 782 689
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	437 804 140	8 223 713	143 227 483	151 451 196	294 576 657
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 643 356	744 661	12 969 311	13 713 972	26 674 045
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	**881 196 333**	**13 146 568**	**215 429 956**	**228 576 524**	**665 766 378**
EDP Serviço Universal	9 698 903	144 698	2 371 134	2 515 832	7 327 770
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	641 068 818	9 564 106	156 724 922	166 289 028	484 343 895
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	66 568 290	993 132	16 274 244	17 267 376	50 294 047
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	88 757 705	1 324 176	21 698 988	23 023 164	67 058 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	30 723 787	458 368	7 511 180	7 969 548	23 212 607
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	44 378 829	662 088	10 849 488	11 511 576	33 529 341
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 [1]					**920 802 886**
Tagus, SA	**762 234 093**	**12 416 793**	**121 962 869**	**134 379 662**	**640 271 224**
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	564 296 636	9 192 392	90 291 470	99 483 862	474 005 166
Sobrecusto da PRE 2009	197 937 457	3 224 401	31 671 399	34 895 800	166 266 058
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	**0**	**-320 424**	**0**	**-320 424**	**0**
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-320 424		-320 424	0
Total	**3 653 750 293**	**69 612 883**	**1 357 215 055**	**1 426 827 938**	**3 217 338 124**

Nota: [1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2019 é de 1 157,4 milhões de euros.

0.2.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2019 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos e consumidores por nível de tensão, às quotas do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, às tendências do mercado liberalizado e dos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2019.

No processo de definição do balanço de energia para as tarifas de 2019, a ERSE teve em conta a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, existe agora a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, o que poderá ter impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado, podendo inclusivamente implicar o regresso de clientes para o mercado regulado.

No Quadro 0-13 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2019 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um acréscimo de 3% na previsão da procura de energia elétrica para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Δ% T2019 / T2018
Fornecimentos CUR + ML	**45 297**	**46 647**	**3,0%**
MAT	2 131	2 222	4,3%
AT	6 779	7 158	5,6%
MT	14 708	15 389	4,6%
BTE	3 357	3 451	2,8%
BTN	18 321	18 428	0,6%

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma evolução positiva em 2018 e 2019. No capítulo 2 do presente documento é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2018 os fornecimentos a clientes cresçam cerca de 2,9% face ao ocorrido no ano de 2017, a que corresponderá uma subida de 2,8% no consumo referido à emissão, com a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pela redução de perdas nas redes. Para 2019, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será inferior ao estimado para 2018, prevendo um crescimento de 1,3%, a que corresponderá um acréscimo de 1,1% no referencial da emissão, atingindo 51,56 TWh.

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se em 2018 e 2019 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às recentes alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e a existência de um regime equiparado ao das tarifas transitórias para clientes do mercado liberalizado (Lei n.º105/2017).

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, a estimativa para 2018 prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores de 0,5%, mantendo-se a tendência de crescimento em 2019, embora com abrandamento (+0,4%).

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se para 2018 e 2019 a manutenção do ligeiro crescimento do consumo de energia, de 0,5% para ambos os anos.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019".

0.2.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2019

O Quadro 0-14 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2019, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2019

Unidade: 10^3 EUR

Tarifas 2019	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2019, previstos em 2018 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2019 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	**284 102**		**0**	**0**	**0**	**0**
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	284 102	-284 102 (GGS)	0			0
ADENIE	**1 197**		**0**			**0**
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 197	-1 197 (CVAT)	0			0
REN	**602 914**		**887 016**	**0**	**0**	**887 016**
Gestão Global do Sistema (GGS)	319 726	284 102 (CVEEAC)	603 828			603 828
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	283 188		283 188			283 188
EDP Distribuição	**3 130 655**	**-885 819**	**2 244 837**	**-20 700**	**-103 743**	**2 161 794**
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 049 338		1 049 338			1 049 338
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 081 317	-885 819 (OLMC + GGS + TEE)	1 195 498	-20 700		1 216 198
Tarifa Social					-103 743	-103 743
EDP Serviço Universal (CUR)	**1 533 376**	**-1 289 388**	**243 988**	**20 700**	**0**	**223 288**
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 246 520	-1 015 944	230 576	30 984		199 593
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 015 944	-1 015 944 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	230 576		230 576	30 984		199 593
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	273 445	-273 445 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	13 412		13 412	-8 327		21 739
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória				-1 956		1 956
			3 375 840	**0**	**-103 743**	**3 272 097**

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos em 2019, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-15 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas em 2019

Unidade: 10^3 EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2019 (3) = (1) - (2)
EDA	**181 891**	**63 888**	**118 003**
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 841	43 613	93 227
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	16 499	21 410
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 141	3 776	3 366
EEM	**194 296**	**61 996**	**132 299**
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 315	40 173	103 141
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 675	20 084	25 591
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 307	1 739	3 567
Total nas Regiões Autónomas	**376 187**	**125 884**	**250 303**

0.2.7 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO - MECANISMOS DE APROVISIONAMENTO EFICIENTE DO CUR E DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

Na sequência da 68.ª consulta pública, em outubro de 2018, a ERSE aprova uma alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico para a introdução de mecanismos de aprovisionamento eficiente do comercializador de último recurso e de adequação da tarifa de energia. Considera-se que os mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia aprovados contribuirão para assegurar uma melhor coexistência do mercado regulado e do mercado liberalizado ao melhorar a estimativa da tarifa de energia para o ano tarifário e bem como a sua firmeza, reduzindo-se os valores dos desvios de energia e assegurando-se simultaneamente a possibilidade de se proceder a uma atualização da tarifa de energia em situações excecionais de forma transparente e expedita sempre que existam alterações relevantes na evolução dos preços de energia. Neste contexto é aprovado, no ato de fixação de tarifas para 2019, o parâmetro que traduz o limiar, medido em euros por kWh, a partir do qual é aplicado o mecanismo de atualização de preços de energia, bem como o parâmetro que define o valor do desvio, em valor absoluto, a partir do qual a tarifa de energia é objeto de revisão.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a "Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019". O presente documento é complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2019.

As tarifas para 2019 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro.

As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2019, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2017, previstos para 2018 e estimados para 2019, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Eléctrica Nacional.
- ADENE.
- EDP Distribuição.
- EDP Serviço Universal.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2019.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no Regulamento Tarifário e nas normas complementares publicadas.

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2019, designadamente são apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2019.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2018 a 2020.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2019.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

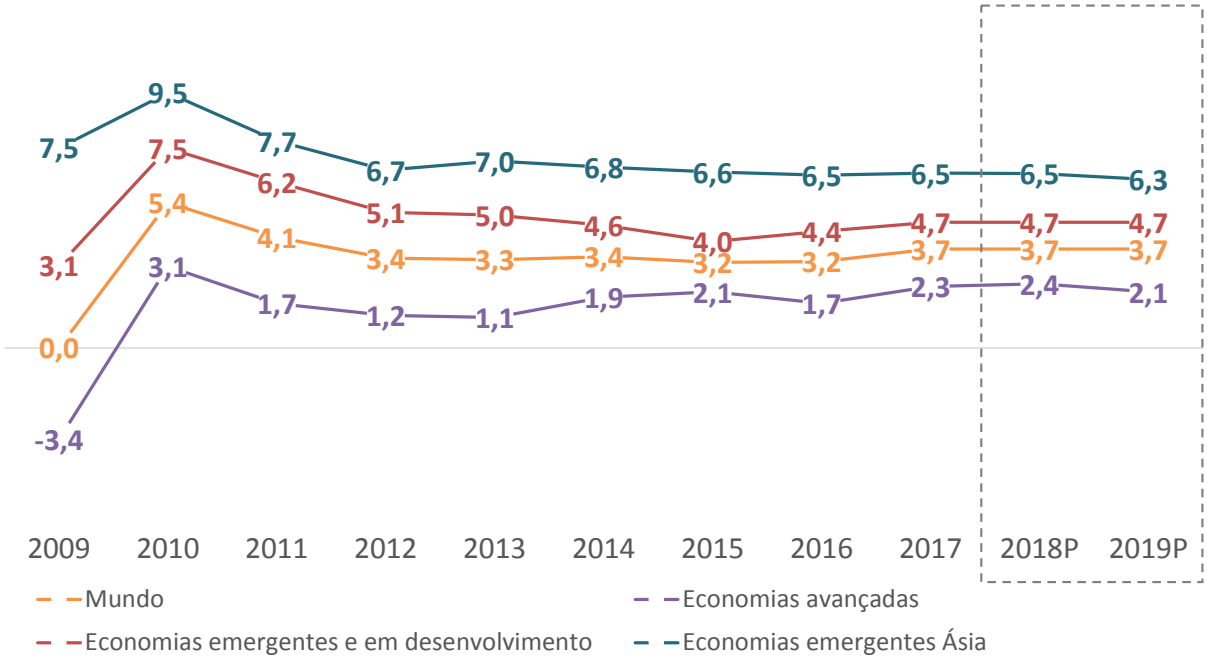
2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

O crescimento da economia mundial demonstra sinais de estabilização, após a ligeira recuperação observada face a 2016. No entanto, destaca-se que esta consolidação tem vindo a tornar-se menos homogénea, perspetivando-se, no caso das economias avançadas, o aumento da divergência, em termos de crescimento, entre a Zona Euro, Japão e Reino Unido e os EUA. O mesmo efeito verifica-se nas economias emergentes, salientando-se a revisão em baixa do crescimento para o Brasil, Argentina e Índia, a qual contrasta com o reforço das projeções para os países exportadores de petróleo. Nas economias emergentes esta divergência é consequência da subida do preço do petróleo, aumento das taxas de juro dos EUA, incerteza a nível do comércio internacional e desvalorização cambial. As perspetivas para prazos mais longos (2019) apontam para a estabilização do crescimento do PIB em valores próximos dos verificados em 2017 e 2018.

Após um período em que a economia mundial se encontrou em desaceleração, entre 2010 e 2016, o ano de 2017 caracterizou-se por um crescimento do PIB mundial de 3,7%, o que representa o maior aumento desde 2011. Este crescimento verificou-se num conjunto alargado de regiões económicas, com particular destaque para o crescimento acima do esperado na Europa (ver Figura 2-1).

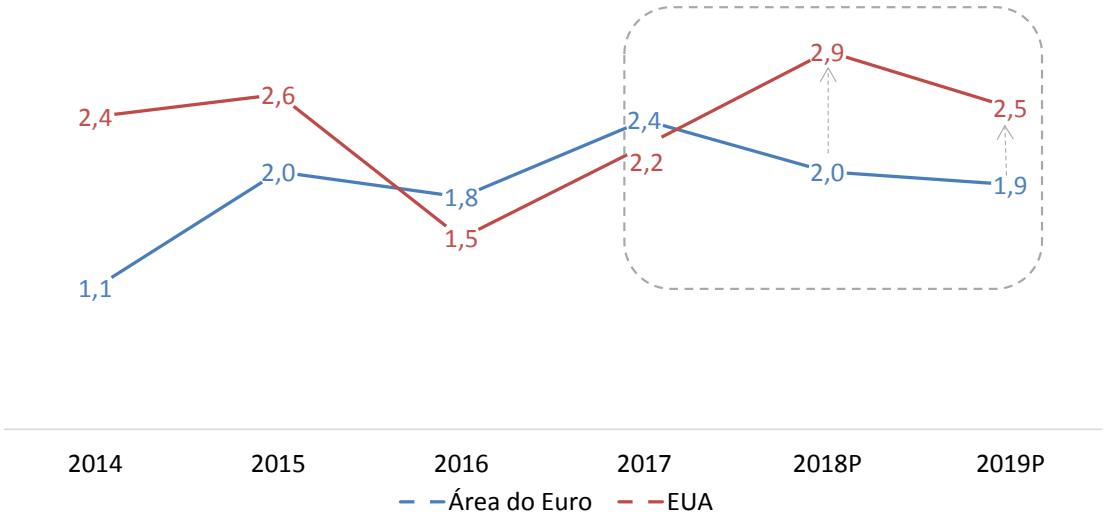
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB



Fonte: ERSE, FMI

O FMI prevê, para o corrente ano, uma taxa de crescimento do PIB mundial de 3,7%, um valor semelhante ao observado o ano anterior. Subjacente a esta previsão estão dados económicos recentes na generalidade das economias que apontam para a estabilização da taxa de crescimento nos atuais níveis. Neste sentido, espera-se também que o diferencial entre as taxas de crescimento das economias avançadas e das economias emergentes e em desenvolvimento se mantenham relativamente constantes. Antecipa-se também que, em 2018, o crescimento da economia dos EUA venha a superar o da Zona Euro (Figura 2-2), tendência que se deverá atenuar em 2019, prevendo-se a desaceleração na taxa de crescimento do PIB de ambas as economias.

Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA



Fonte: ERSE, FMI

Com efeito, e mais detalhadamente, para 2018 o FMI manteve, em outubro de 2018, as perspetivas de crescimento para os EUA em 2,9% (o mesmo valor da previsão de abril e de julho de 2018), e reduziu as perspetivas de crescimento para a Zona Euro, de 2,4% para 2%. Esta diminuição é explicada pela atividade económica abaixo do esperado na Alemanha e em França e pela incerteza política e financeira na Itália. Destacam-se, pela sua proximidade com Portugal e por terem previsões de crescimento acima da média das restantes economias desenvolvidas a Espanha (2,7%) e a Irlanda (4,7%).

No grupo das economias desenvolvidas, após uma aceleração da taxa de crescimento para os 2,3% em 2017, prevê-se uma estabilização em 2018 neste patamar. Em relação às economias emergentes e em desenvolvimento prevê-se um crescimento de 4,7% e, em relação a estas, os países para os quais se prevê um crescimento mais robusto em 2018 são os países da ásia emergente e em desenvolvimento (6,5%), dos quais se destacam pela positiva a China (6,6%) e a Índia (7,3%). Pese embora o robusto crescimento económico da China, este tem vindo a desacelerar, consequência, principalmente, do aumento das restrições regulamentares no setor financeiro e da ligeira redução da procura externa.

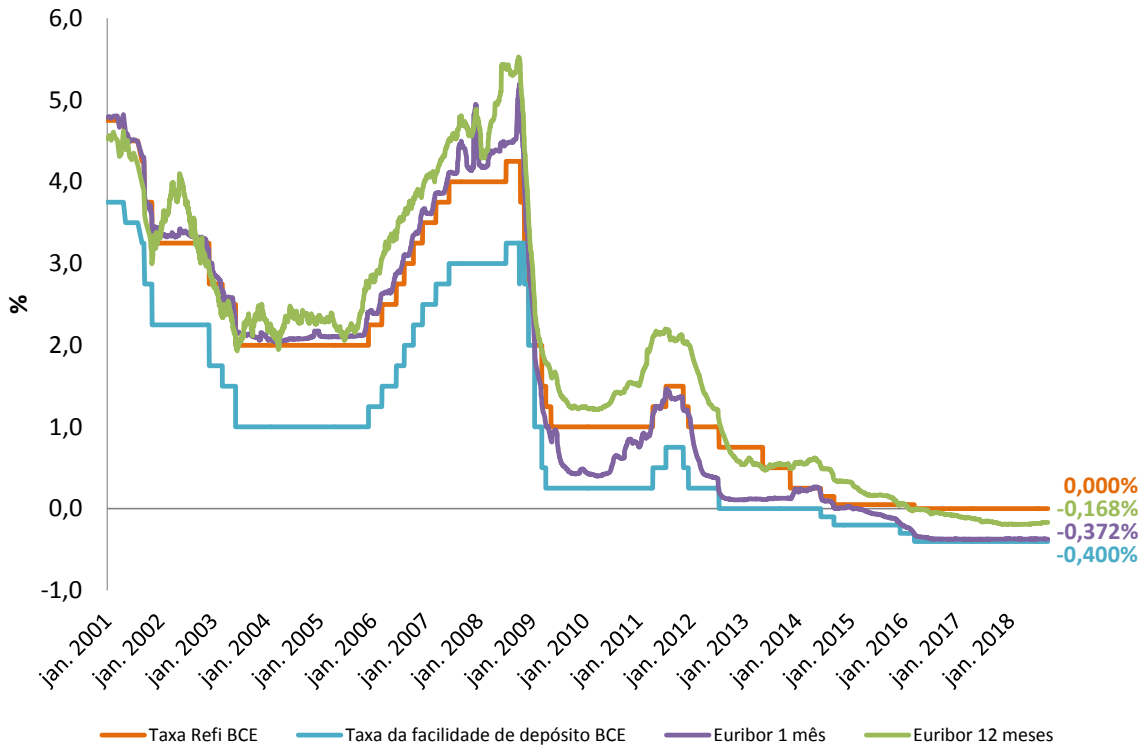
Os principais riscos para a robustez económica prevista prendem-se, a médio prazo, com a incerteza gerada em torno de um conflito a nível do comércio internacional entre diversos blocos económicos. O recente aumento das tarifas aduaneiras apresentadas pelos EUA e a antecipação de futuros aumentos e respetiva retaliação dos parceiros comerciais é um dos principais riscos ao comércio global e ao comprometimento

das perspetivas de crescimento económico no médio prazo. A desaceleração da economia da China, a desvalorização cambial em economias emergentes, e, no que diz respeito à economia europeia, a incerteza relativamente às negociações dos acordos pós-*Brexit* podem ter um impacte negativo no crescimento mundial. Na área do Euro o anúncio, por parte do BCE, do abrandamento da sua política monetária expansionista continuará a apresentar um risco.

No entanto, tendo por referência as mais recentes previsões do FMI para 2019, a recuperação da economia mundial deverá consolidar-se, prevendo-se que o crescimento do PIB se mantenha em 3,7%, tendência decorrente sobretudo de uma estabilização das economias emergentes e em desenvolvimento, em 4,7%, a qual compensa um ligeiro abrandamento das economias avançadas.

Voltará também a verificar-se uma divergência, já referida, entre o crescimento da Zona Euro e dos EUA, embora em menor dimensão. Em 2019 ambas as economias deverão desacelerar, contudo essa desaceleração será mais marcada na economia dos EUA. Esta divergência entre EUA e Zona Euro também se encontra espelhada nas expectativas sobre política monetária. O FED tem vindo a subir taxas gradualmente desde dezembro de 2015 (quando subiu as taxas em 0,25%, pela primeira vez desde 2006), encontrando-se atualmente no patamar dos 2,25%, em contraste, o BCE, tem mantido as taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero, níveis esses que se deverão manter por mais alguns meses (ver Figura 2-3).

Figura 2-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses

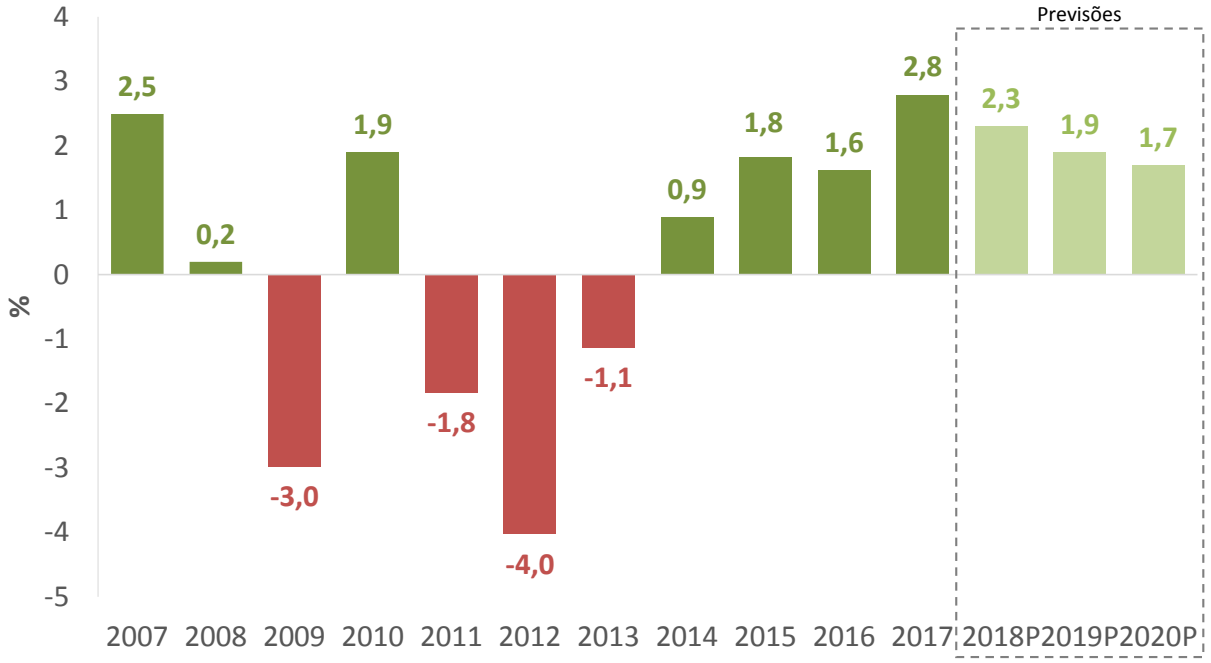


Fonte: ERSE, Reuters

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

Após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, a economia portuguesa tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade desde 2014, após três anos de recessão económica (ver Figura 2-4). Após um crescimento do PIB de 1,8% e 1,6% em 2015 e 2016, respetivamente, o PIB, em 2017, registou um acréscimo de 2,8%, o maior registado desde 2007. Previsões do Banco de Portugal e do FMI apontam para um ligeiro abrandamento da economia em 2018, 2019 e 2020.

Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



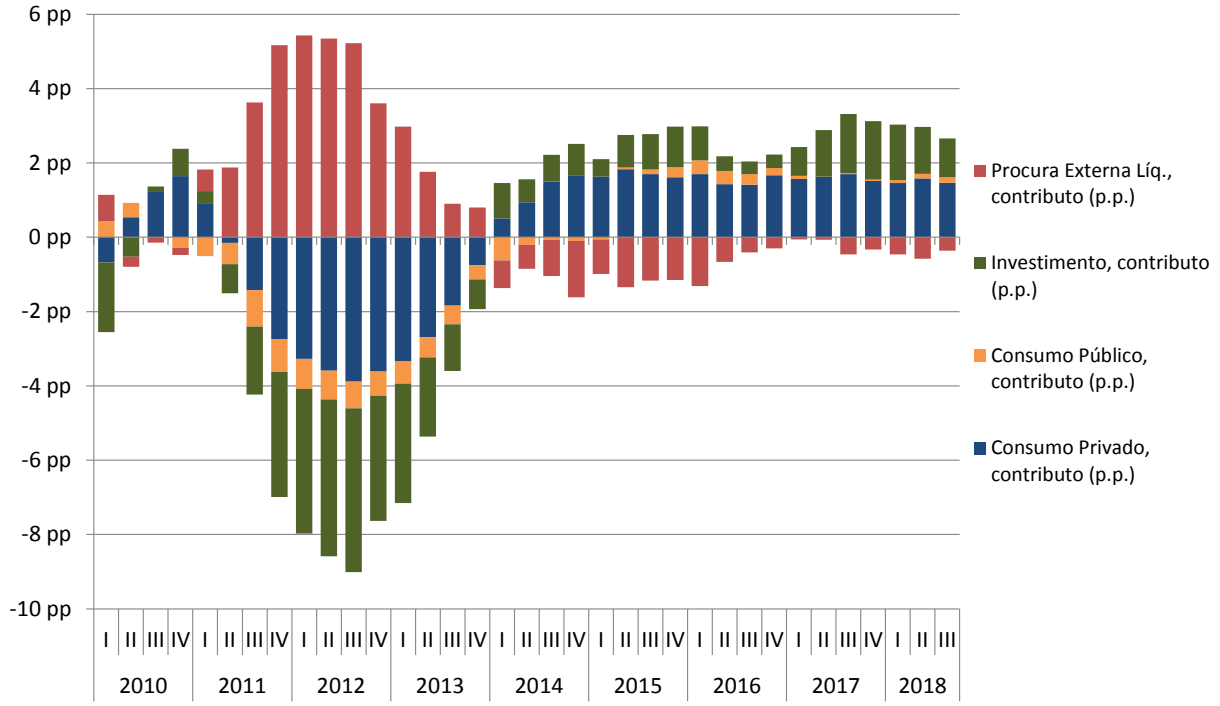
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

A consolidação da recuperação da atividade nos últimos três anos foi sustentada em 2015 na procura interna, tal como verificado em 2014 (e ao contrário do ocorrido nos três anos anteriores (ver Figura 2-5 e Figura 2-6), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação.

Em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento e no crescimento das exportações, beneficiando também da dinâmica do consumo privado.

No final de 2017 e início de 2018, o investimento tem vindo a consolidar a sua contribuição para a taxa de crescimento do PIB e a procura interna mantém a sua quota constante, compensando-se assim uma ligeira diminuição da procura externa líquida.

Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida para a taxa de crescimento do PIB em Portugal**



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];
**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Na Figura 2-5 e na Figura 2-6 pode-se observar esta inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores. Entre o segundo trimestre de 2011 e o final de 2013, o principal *driver* positivo de crescimento da economia portuguesa foi a procura externa líquida, com o crescimento muito acentuado das exportações, tendo o investimento e o consumo privado contribuído negativamente durante esse período.

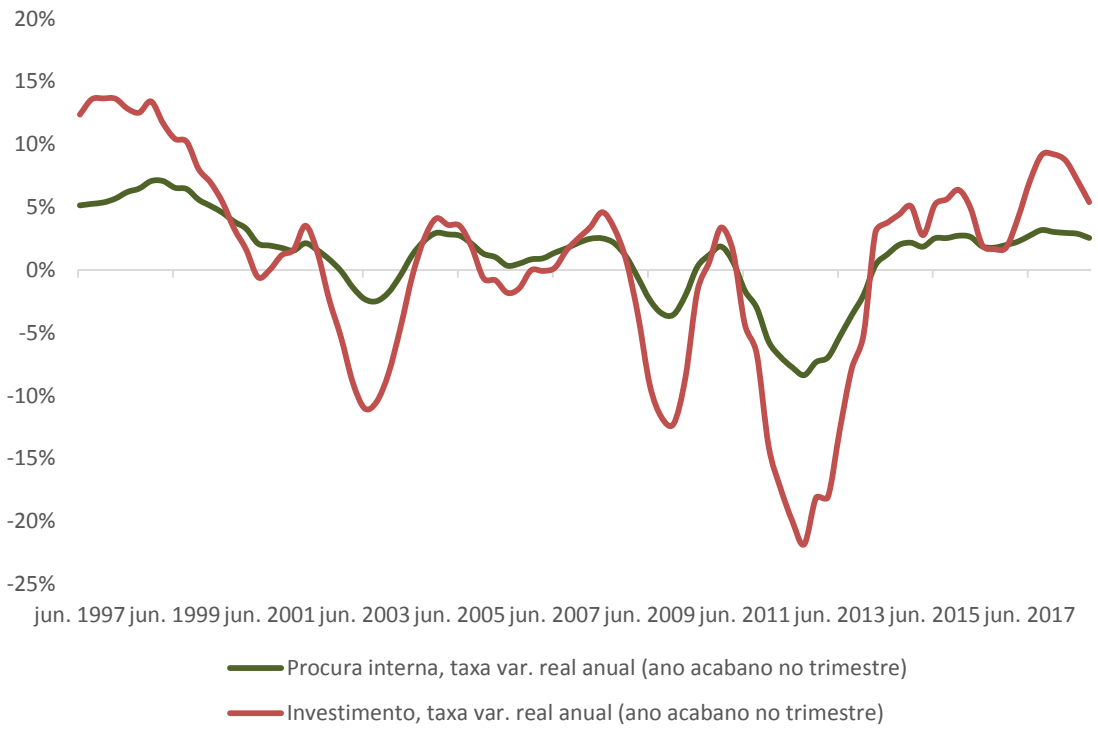
A partir de 2014 (embora em menor medida em 2016), inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento mais acentuadas, cuja evolução contrastou com o ritmo mais lento de crescimento das exportações, levando ao contributo negativo da procura externa líquida. Em 2017 e início de 2018 observa-se a consolidação do crescimento da rúbrica do investimento e a influência negativa da procura externa líquida no PIB designadamente a partir do último trimestre de 2017.

Para o ano de 2018, espera-se que o PIB mantenha a trajetória de recuperação. Estima-se um crescimento sólido do investimento, embora a um ritmo mais lento (5,3% face a 9,2% verificado em 2017[4]) e a manutenção de um ritmo moderado de crescimento do consumo privado. Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP, está também subjacente um cenário de procura externa líquida negativa por efeito do maior crescimento das importações de bens e serviços relativamente às exportações. Para 2019, as perspetivas para o crescimento económico mantêm-se positivas, no entanto prevê-se um ligeiro abrandamento face a 2018.

Apesar de Portugal se encontrar numa situação de consolidação orçamental mais positiva, persistem riscos que podem afetar negativamente a estabilidade das finanças públicas. A nível nacional, prevê-se uma melhoria no défice orçamental e, consequentemente, uma diminuição do rácio da dívida pública em relação ao PIB. No entanto, no contexto internacional os riscos têm vindo a acentuar-se: a alteração da política monetária do BCE, o abrandamento da economia na Zona Euro, o aumento do protecionismo a nível global, representam riscos externos que mantêm a economia portuguesa vulnerável devido ao seu nível elevado de endividamento público e privado, bem como às consideráveis necessidades anuais de financiamento.

[4] Média das previsões do BdP, FMI e Comissão Europeia.

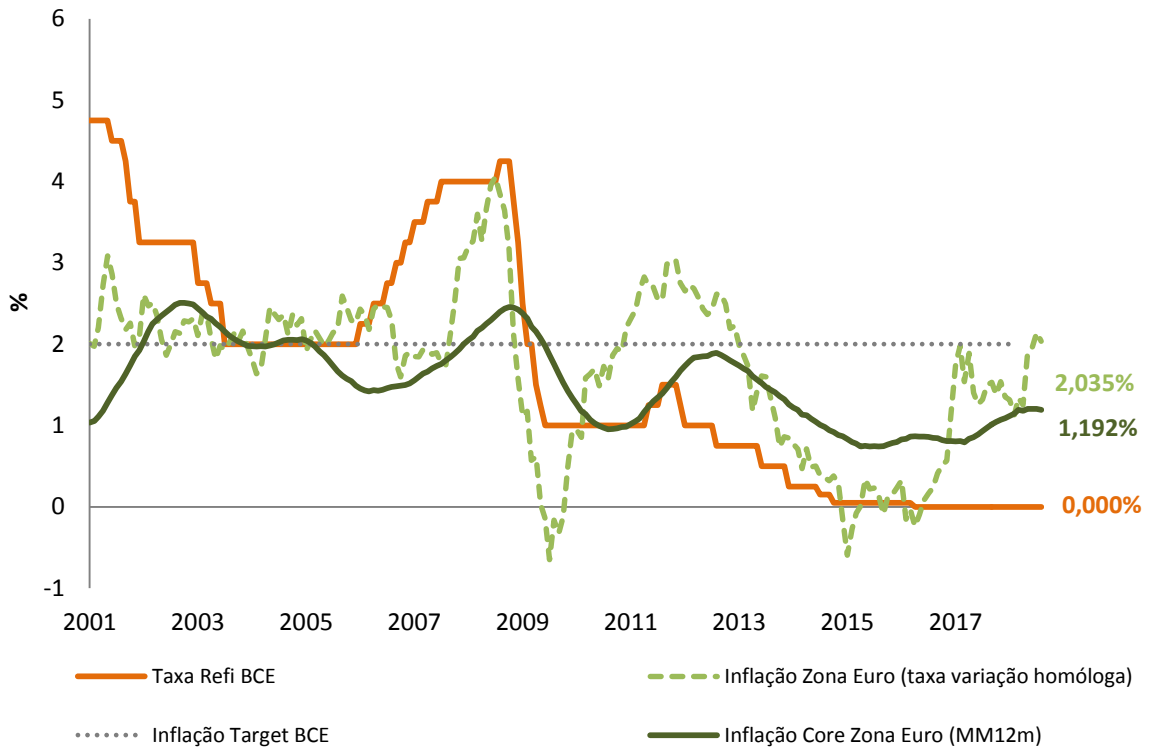
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e terceiro trimestre de 2018



Fonte: ERSE, INE

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção da recuperação económica na Zona Euro, e da manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero, aliados, a nível interno, a uma recuperação do investimento público mais forte que o esperado, caso se verifique margem orçamental para tal.

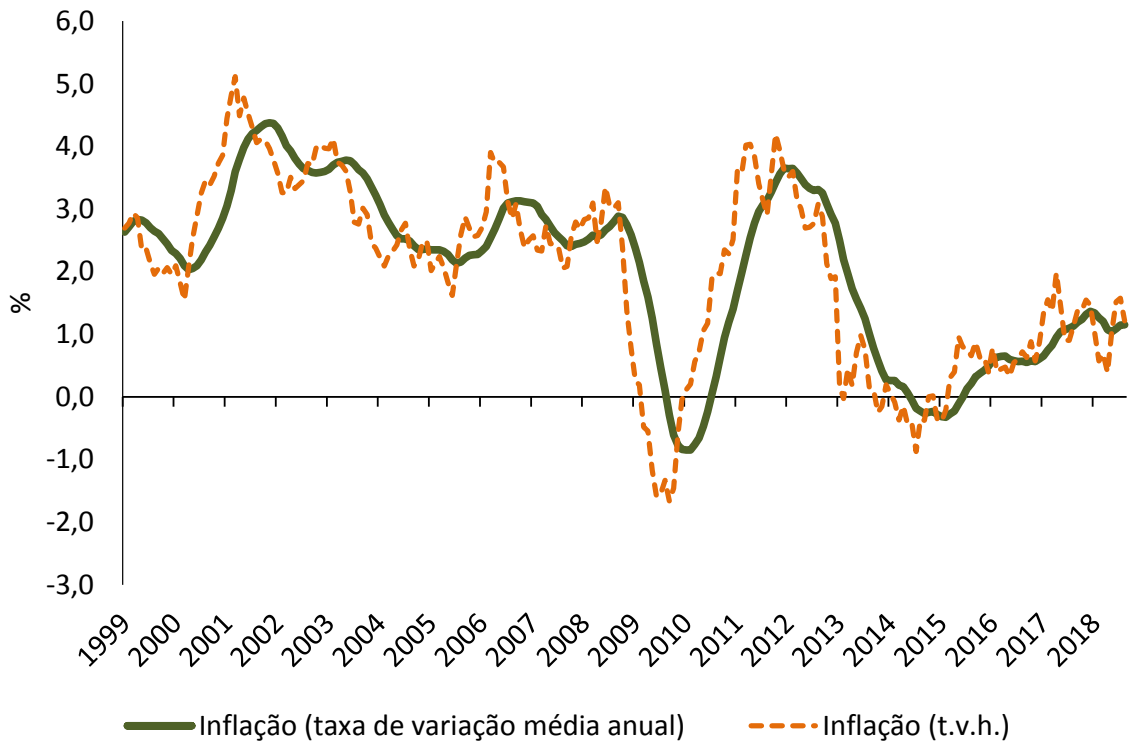
Figura 2-7 - Taxas *refi* e inflação



Fonte: ERSE, Reuters

Relativamente à política monetária do BCE, é expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por mais algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente baixos na Zona Euro. Registe-se que as decisões de política monetária procuram atingir o objetivo primordial do BCE de manutenção da estabilidade dos preços, que se concretiza num objetivo de uma inflação próxima, mas abaixo, de 2% no médio prazo, um *target* que está ainda longe de ser atingido sustentadamente (ver Figura 2-7 e Figura 2-8). A ausência de fatores que levem o BCE a acreditar que a inflação possa atingir consistentemente o seu *target* a curto prazo tem fundamentado a decisão de manter inalteradas as taxas de referência, até, pelo menos, ao verão de 2019.

Figura 2-8 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Apesar de a inflação homóloga da Zona Euro ter aumentado nos últimos meses (situando-se em agosto nos 2,035%), este aumento deve-se sobretudo a fatores não recorrentes, como o aumento dos preços de energia. A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) observou uma ligeira tendência de crescimento, fixando-se em 1,192% em agosto de 2018[5].

Em suma, os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal[6], da Comissão Europeia[7] e do FMI[8], sugerem um ligeiro abrandamento do crescimento económico ao longo dos próximos 2 anos, face a 2017.

[5] As perspetivas de evolução da política monetária do BCE são desenvolvidas em mais detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico"

[6] Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2018.

[7] Comissão Europeia, Previsões económicas – novembro de 2018.

[8] Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No. 18/273, setembro de 2018 e World Economic Outlook, outubro de 2018.

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 e 2019

	2017	2018P	2019P	2018P			2019P		
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE
PIB	**2,8**	**2,3**	**1,8**	**2,3**	**2,3**	**2,2**	**1,9**	**1,8**	**1,8**
Consumo privado	2,3	2,2	1,8	2,4	1,9	2,3	1,9	1,6	2,0
Consumo público	0,2	1,2	0,7	0,7	1,9	0,9	0,4	1,0	0,7
Investimento	9,2	5,3	5,5	3,9	7,6	4,4	5,6	6,3	4,7
Exportações	7,8	5,7	4,6	5,0	6,5	5,5	4,8	4,7	4,3
Importações	8,1	6,0	5,4	5,1	6,8	6,0	5,4	5,5	5,2
Inflação*	1,6	1,5	1,5	1,4	1,7	1,5	1,4	1,6	1,6
Deflator do PIB	1,5	1,5	1,6	n.d.	1,6	1,4	n.d.	1,6	1,5
Desemprego (% população ativa)	8,9	7,0	6,4	7,0	7,0	7,1	6,3	6,7	6,3

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

Fontes:

Banco de Portugal - "Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020", junho 2018" e "Boletim económico, outubro de 2018"

FMI - Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No. 18/273 , set. 2018 e "World Economic Outlook" out.2018

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas novembro 2018

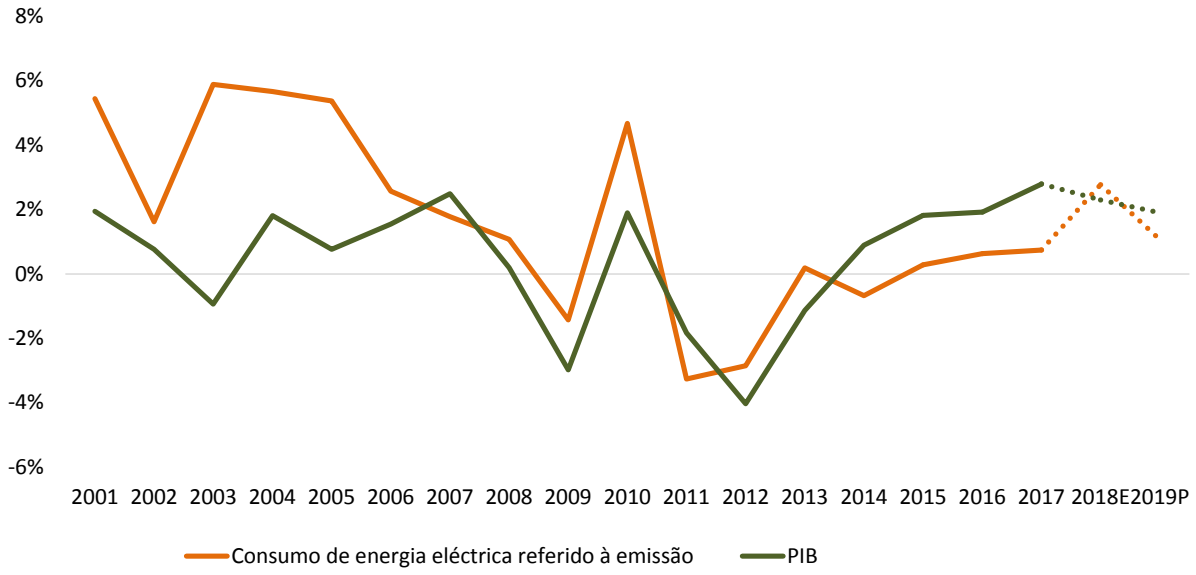
INE

2.3 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-9 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão[9], e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

[9] A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-9 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão

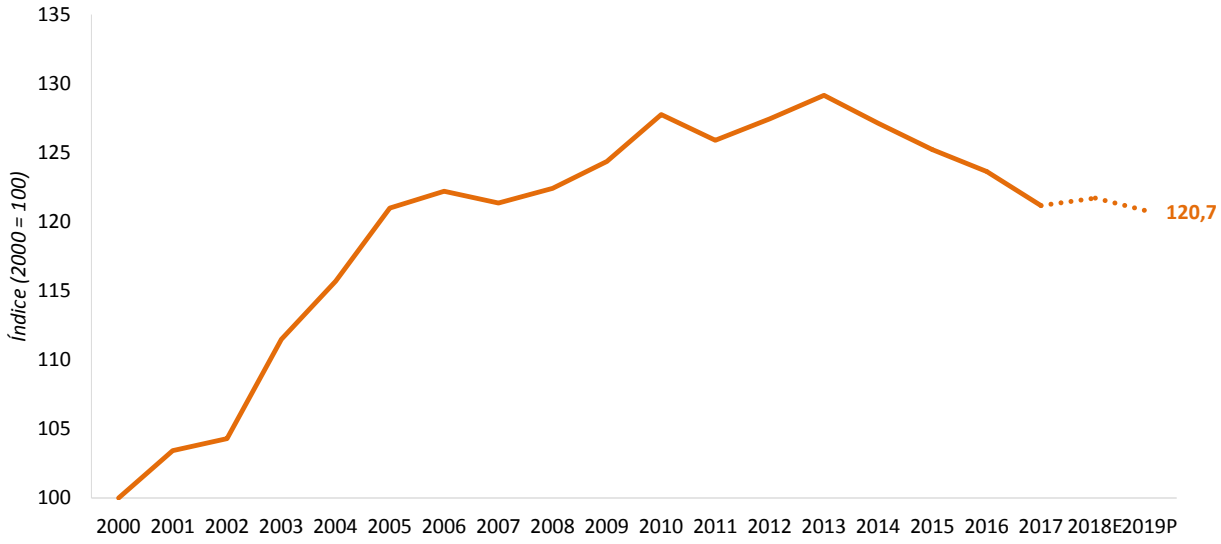


Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Da observação da figura anterior destaca-se um acentuar da correlação entre o crescimento destas duas variáveis entre 2008 e 2013, tendo-se esbatido a partir de deste ano. Em 2017 ocorreu um crescimento da economia na ordem dos 2,8% e um acréscimo do consumo de energia na ordem dos 0,7%. Para 2018 e 2019, de acordo com as previsões do Banco de Portugal, é expetável um crescimento de 2,3% e 1,9%, respetivamente. Para o consumo referido à emissão, de acordo com as previsões da ERSE, é expectável um crescimento para 2018 de cerca de 2,8% em linha com o esperado para o crescimento económico, mas que poderá igualmente estar influenciado por fatores climatéricos, e, em 2019, um abrandamento para os 1,1%, em conformidade com a desaceleração da taxa de crescimento do PIB.

Na Figura 2-10 é apresentada a evolução da intensidade energética para Portugal continental, um indicador que permite evidenciar a relação entre o nível da atividade económica e o consumo de energia elétrica, correspondendo ao rácio entre o consumo de energia elétrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes.

Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética do PIB registou uma tendência de aumento até 2013, com algumas osculações, tendo apresentado uma diminuição do seu valor a partir desse ano. Em 2017 este indicador apresenta o valor de 121,2 e prevê-se que se mantenha estável nos próximos anos, situando-se nos 120,7 em 2019, o que indicia uma estabilização do consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, da EDP Distribuição, da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019" e "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019" e o documento "Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020", de dezembro de 2018

No documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019" definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2019 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas. Neste documento, analisa-se o ano de 2017 para todas as atividades e o ano de 2018 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2019. Adicionalmente, para 2018 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2017, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2017. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade, retirando-se neste exercício os valores provisórios de ajustamento para 2017 considerados em tarifas de 2018.

No que se refere a 2018, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso. Calcula-se, também, o ajustamento provisório ao CAPEX[10] de todas as atividades, bem como o ajustamento relativo à tarifa social.

[10] No caso das RAs, ao contrário dos restantes ajustamentos, um valor positivo equivale a montantes a devolver às empresas, enquanto um valor negativo equivale a um montante a devolver aos consumidores.

3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O modelo de regulação em Portugal assenta na definição dos rendimentos permitidos às atividades reguladas, chamados de proveitos permitidos, de um modo geral desenvolvidas num quadro de monopólio natural, definidos pelo regulador por forma a emular um mercado concorrencial, tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades e a proteção dos consumidores.

No que diz respeito à promoção de custos eficientes, as metodologias de regulação podem ser agrupadas em regulação por incentivos ou em regulação por custos aceites. A regulação por incentivos, tal como o *price cap* ou o *revenue cap*, não associa exatamente o nível de proveitos permitidos ao nível de custos da atividade regulada, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade ao diminuírem os seus custos e, numa segunda fase, aos consumidores beneficiarem de um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos. 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.

Nos quadros seguintes apresenta-se uma breve síntese das empresas reguladas do setor elétrico e as respetivas atividades. Apresenta-se ainda, por atividade, a forma de regulação, os incentivos, os principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites a *posteriori.*	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados	Incentivo I_{CAE}: - Valor máximo: 3 M€ - Valor mínimo: 1 M€ Prémio de adequação de mercado Pam: - Valor máximo: 0,3 M€	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por *revenue-cap* nos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) ERSE, AdC; f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por *price cap* (que se aproxima de um *revenue cap*). Remuneração dos ativos em exploração. Aos custos com capital aplica-se uma regulação baseada em custos de referência sujeitos a metas de eficiência. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) para os custos de exploração e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. *Custos pass through:* Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede. Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Custos de referência: Prémio na taxa de remuneração do activo + 0,75% Fatores de eficiência: Tipologias linhas - 1,5%; Tipologias subestações - 3%; Taxa de encargos de estrutura e gestão - 1,5% Incentivo à racionalização económica dos investimentos: - Limites superiores do incentivo: 32M€ (desempenho Superior), 27M€ (desempenho Intermédio), 0M€ (desempenho Inferior) - Limites inferiores do rácio ativo líquido/ativo bruto: 42% (desempenho Superior), 43% (desempenho Intermédio), 44% (desempenho Inferior) - Limites superior do rácio ativo líquido/ativo bruto: 53% Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	AT/MT: regulação por *Price-cap* ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. BT: regulação por Price-cap ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos *pass through:* Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo aos investimentos em rede inteligente.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implicito nos parâmetros de 2,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: NT - energia distribuida e km de rede; BT - condições de financiamento, potência instalada, kms de rede e número de clientes.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: *Pass through* de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) 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 e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: *Pass through* de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
		Custos de OLMC: *Pass through* de custos	Custos com o pagamento da factura de OLMC ao OLMC.			Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos	
EDP SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia elétrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia elétrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia elétrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Comercialização	Regulação por *Price cap* Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração.		Fator de eficiência de parâmetros de 1,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de consumidores por nível de tensão	Tarifa de Comercialização	
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	*Pass through* dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logistico de mudança de comercializador.					

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)

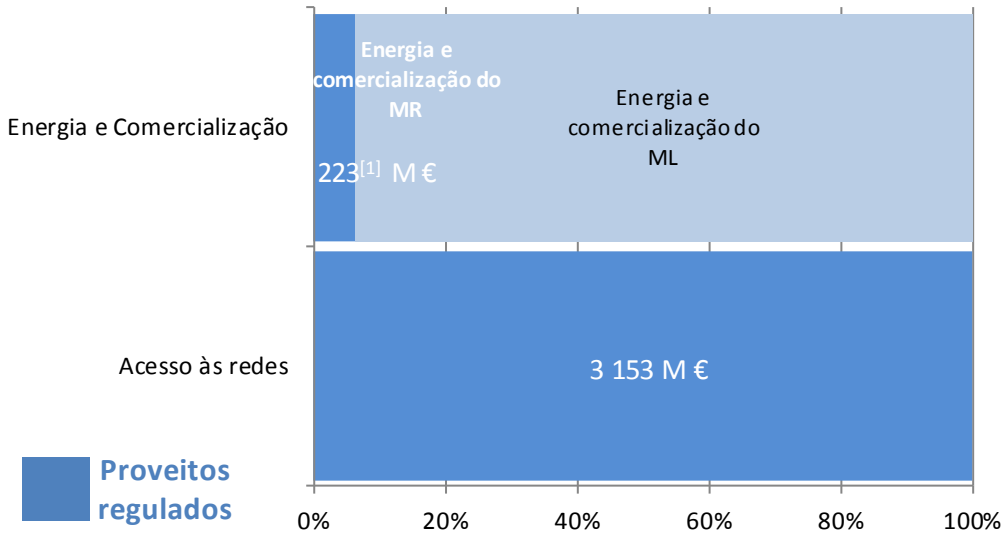
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por *revenue-cap* nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO_2.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por *Price cap* dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos *pass through:* Rendas de concessão.	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por *Price cap* dos custos de exploração Aceitação casuistica de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por *revenue-cap* nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO_2.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por *Price cap* dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos *pass through:* Rendas de concessão.	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida, por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por *Price cap* dos custos de exploração Aceitação casuistica de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5%. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2019

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.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos rendimentos totais estimados para o setor[11], que deverão representar cerca de 6 667[12] milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] Inclui sobreproveito.

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€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais, regulada, são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos

[11] A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

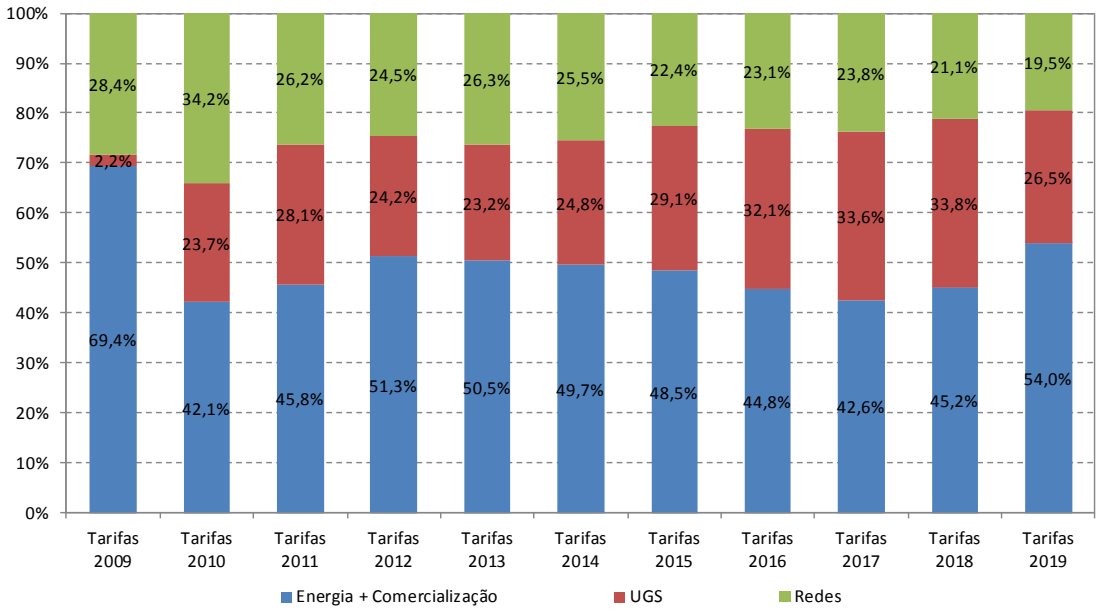
[12] Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 2,0 milhões de euros.

incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim em Portugal continental, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os CIEG e as medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2009. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



Da análise da figura, verifica-se que entre 2018 e 2019, o peso da energia e da comercialização aumentou 8,8 p.p, e a UGS baixou 7,3 p.p., sendo esta evolução explicitada na Figura 3-17 do presente capítulo.

3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2019 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-5) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-6) considerados para tarifas 2018 e 2019.

Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: 10^3 EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação de proveitos Tarifas 2019/Tarifas 2018
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	443 172	603 828	
Custos gestão do sistema	122 787	135 583	
Custos de interesse geral	296 521	448 451	
Custos com garantia de potência	23 864	19 793	
Custos a recuperar pelo ORD	1 777 163	1 189 434	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	14 122	30 984	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	0	-8 327	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-3 357	-1 956	
Proveitos a recuperar com a UGS	2 231 099	1 813 962	-18,7%
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	1 180	1 197	
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	1 180	1 197	1,4%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	315 868	283 188	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	2 768	4 867	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	318 635	288 055	-9,6%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	390 856	375 948	
Total dos proveitos em BT	681 170	673 391	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 072 026	1 049 338	-2,1%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	61	96	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	31	23	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	23 228	21 620	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	23 320	21 739	-6,8%
Aquisição em mercado+OMIP+Cesur	-946 629	-1 201 244	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	1 147 578	1 393 802	
Custos com serviços do sistema	3 045	5 175	
Custos de funcionamento	2 577	1 860	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	206 571	199 593	-3,4%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 852 832	3 373 884	-12,4%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	3 357	1 956	
Tarifa Social	-81 597	-103 743	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 774 592	3 272 097	-13,3%

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.

Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10^3 EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação de proveitos Tarifas 2019/Tarifas 2018
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 869	136 841	20,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	43 619	37 909	-13,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 110	7 141	0,4%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	**164 597**	**181 891**	**10,5%**

Unidade: 10^3 EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação de proveitos Tarifas 2019/Tarifas 2018
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 349	143 315	28,7%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 504	45 675	-13,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 128	5 307	3,5%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	**168 981**	**194 296**	**15,0%**

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) a evolução da procura; (ii) a evolução do contexto macroeconómico; (iii) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador; (iv) a evolução dos custos de energia; (v) a evolução dos CIEG.

Nos capítulos anteriores do presente documento analisaram-se os pontos (i) a (iii). Nos capítulos seguintes serão apresentados os efeitos das componentes (iv) a (v) na variação dos proveitos permitidos de 2018 para 2019, por atividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019".

3.2.2 CIEG E CUSTOS DE ESTABILIDADE E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os CIEG juntamente com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados[13] condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Pela sua relevância, a análise destes custos é destacada. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica. Em 2019, o conjunto destes custos atingem 1,78 mil milhões de euros[14].

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2019 para esse ano atingem 1,25 mil milhões de euros e dizem respeito a:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- 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.
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do 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 Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Desconto da Tarifa Social.

[13] Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

[14] Custos de política energética e de interesse económico geral (1 251 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (155 milhões de euros) + saldo entre os pagamentos do sobrecusto da PRE alisados em anos anteriores e os adiados (372 milhões de euros).

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2019 totalizam cerca de 154,8 milhões de euros e dizem respeito a:

- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2017 e a 2018, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente.

Os pagamentos das parcelas diferidas dos diferenciais de custos da PRE de anos anteriores são superiores ao montante diferido do diferencial de custos da PRE relativo a 2018, em cerca de 372,0 milhões de euros. Deste modo, o saldo líquido dos alisamentos do diferencial de custos da PRE acresce ao valor dos CIEGs recuperados nas tarifas do ano.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Quadro 3-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2019

Unidade: 10³ EUR

	2018	2019	Variação 2018/2019
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	**1 367 935**	**1 251 687**	**-8,5%**
Diferencial de custo da PRE	679 052	643 978	-5,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	238 452	-78	-100,0%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	134 453	284 102	111,3%
Rendas de concessão da distribuição em BT	258 197	262 157	1,5%
Sobrecusto da RAA e da RAM	84 166	125 884	49,6%
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	19 793	-
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	406	-6,1%
Autoridade da Concorrência	384	365	-4,8%
Tarifa social	-81 597	-103 743	27,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	**589 841**	**371 966**	**-36,9%**
Diferimento CMEC 2012	**123 179**	**0**	**-**
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	**2 080 955**	**1 623 653**	**-22,0%**
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 959	134 059	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	34 575	0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	14 122	30 984	119,4%
Diferencial extinção TVCF	0	-8 327	-
Sobreproveito	-3 357	-1 956	-41,7%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	**144 723**	**154 759**	**6,9%**
Total CIEG e Sustentabilidade	**2 225 678**	**1 778 412**	**-20,1%**

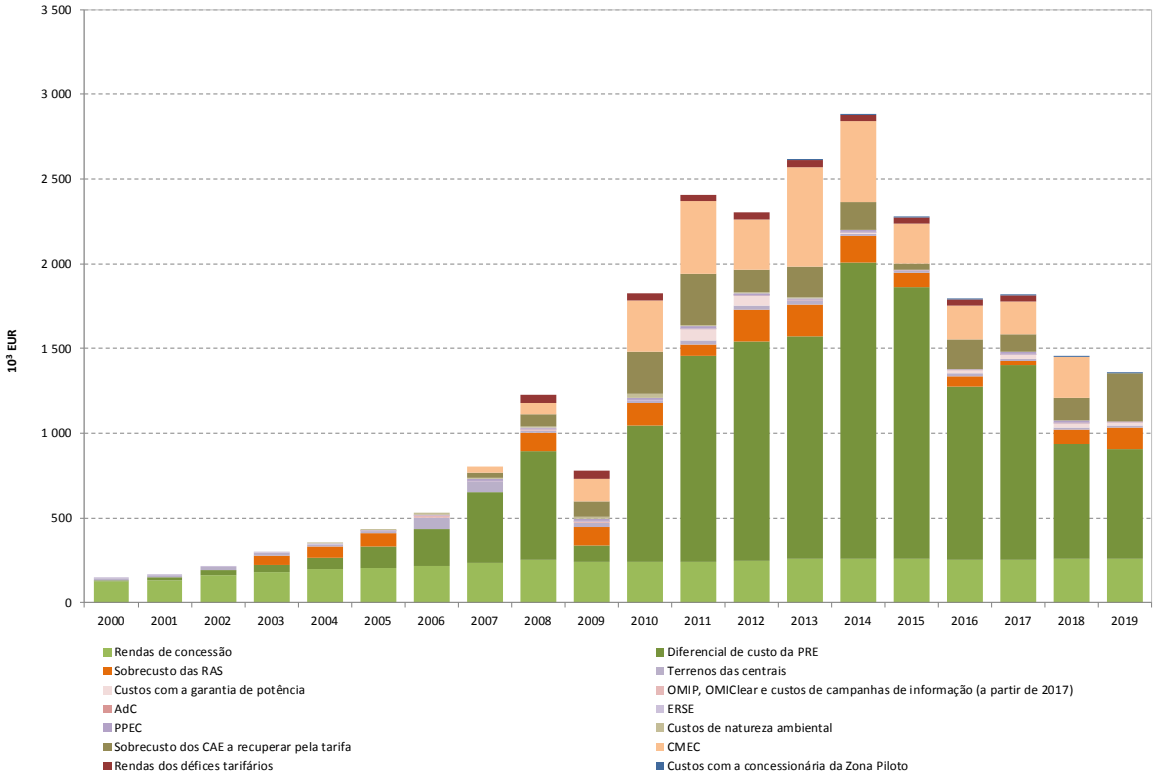
Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Os CIEG, que incorporam os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados assim como o saldo entre os montantes de diferencial da PRE alisados relativos a anos anteriores que serão pagos em 2019 e os diferidos para além de 2019, apresentam um decréscimo de 20,1%.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2000. Estes custos dizem respeito a cada ano, não tendo sido todos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram calculados, caso por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação é diferida ao abrigo pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 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, bem como os pagamentos referentes ao diferimento do ajustamento anual dos CMEC de 2012.

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Nota: Esta figura não considera valores de CIEG a deduzir à tarifa, nomeadamente à tarifa Social.

No quadro seguinte, apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental[15].

[15] A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Quadro 3-8 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2019

	2019
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	**18,78%**
Diferencial de custo da PRE	9,66%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	0,00%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	4,26%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,93%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	1,89%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,30%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,29%
Tarifa social	-1,56%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	**2,32%**
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,01%
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,46%
Diferencial extinção TVCF	-0,12%
Sobreproveito	-0,03%
Alisamento dos custos da PRE	**5,58%**
Alisamento do diferencial de custo da PRE	5,58%
Total	**26,68%**

3.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

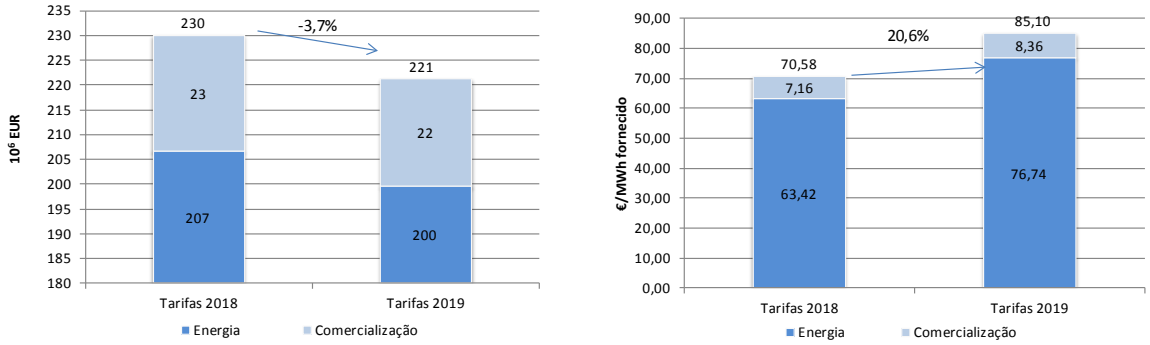
PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2018 para 2019. Esta situação resulta essencialmente do efeito da extinção de tarifas para clientes com consumos em AT, MT, BTE e BTN, e consequente redução dos consumos de eletricidade no CUR.

As figuras seguintes[16] apresentam estas tendências.

[16] Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



O acréscimo do valor unitário dos proveitos a recuperar pela Tarifa de energia reflete a estrutura de fornecimento do CUR, observável na figura seguinte e, principalmente, o acréscimo dos preços do mercado de energia elétrica, evidenciada na Figura 3-6.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes

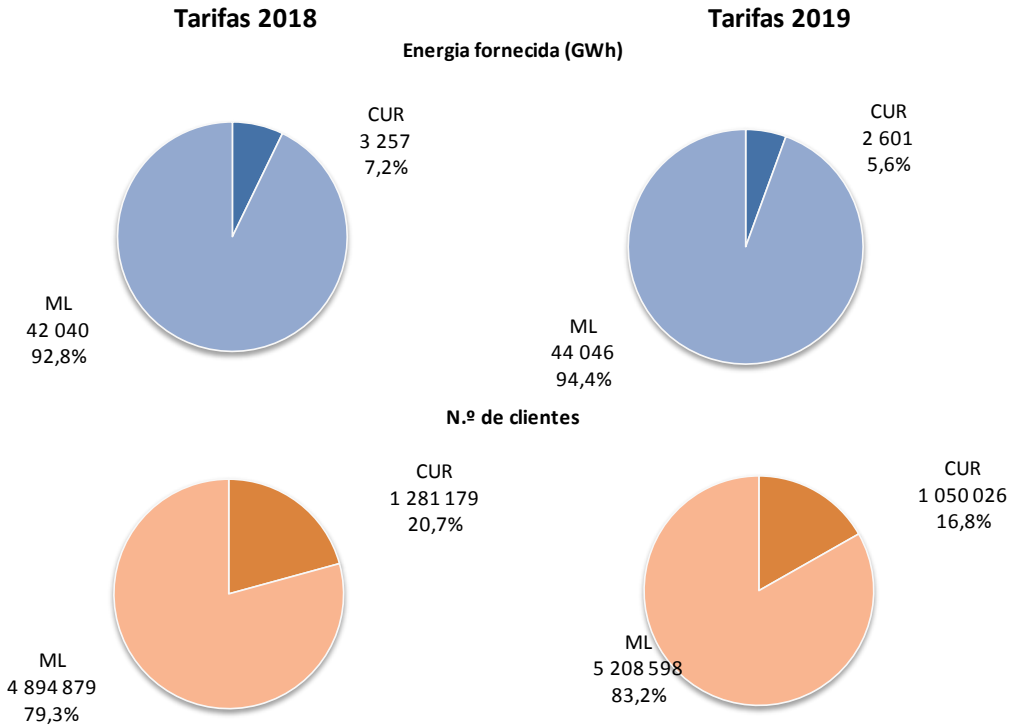
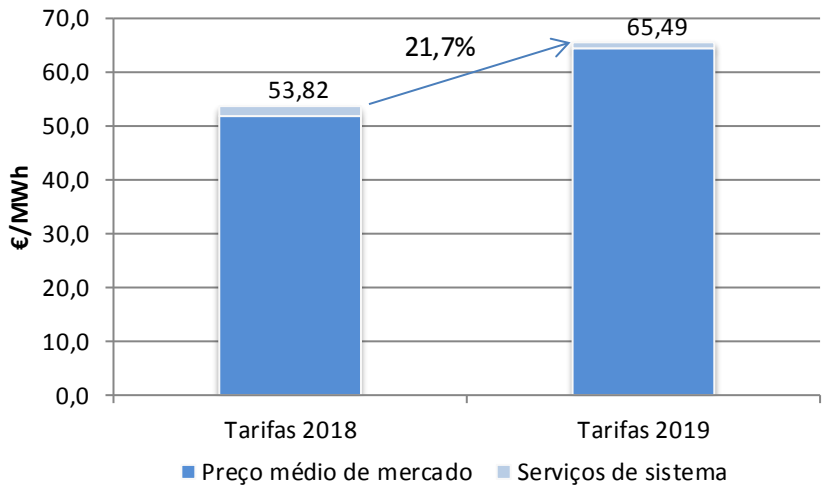


Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2019[17].

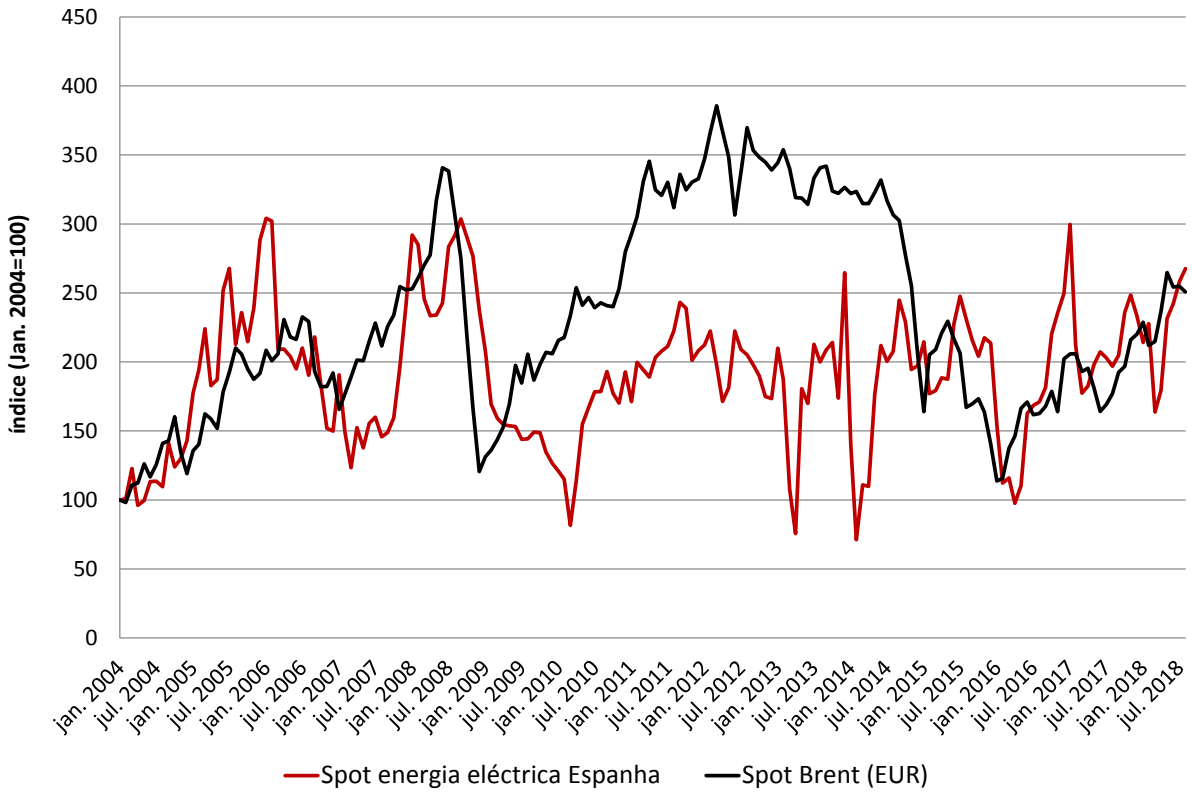
FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

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 a partir de 2015 (Figura 3-7), tendo-se observado uma aproximação entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

[17] Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico"

Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)

(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

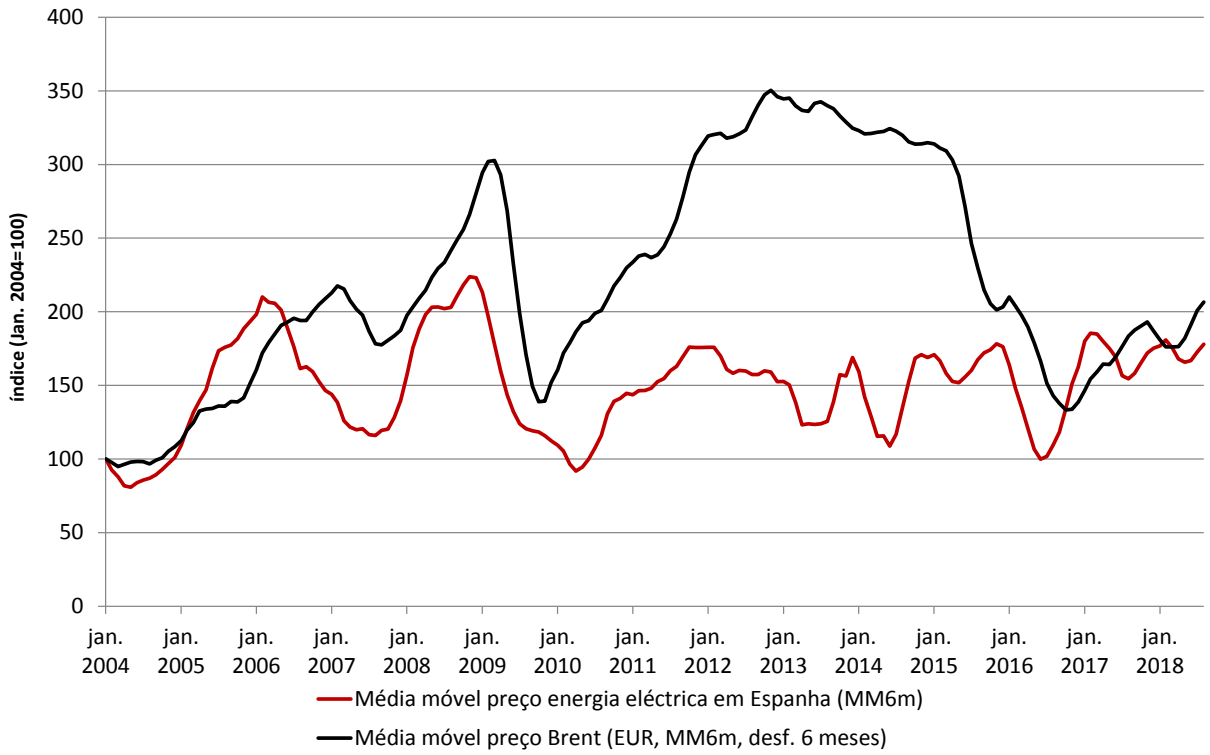
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural, cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres.

No entanto, com a forte penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica, o preço do petróleo perdeu relevância como fator explicativo da evolução do preço nos mercados grossistas entre 2009 e 2014.

Assim, o impacte que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, atualmente, de alguns fatores imprevisíveis como a hidraulicidade e eolicidade, que, por sua vez, têm uma grande influência na determinação da produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás natural e que se repercute nos preços da energia elétrica.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 3-8 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004[18], e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

Figura 3-8 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros) (índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 3-8 reforça a conclusão de que o impacte do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacte reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A forte queda do preço do petróleo tornou mais competitivas as centrais de ciclo combinado a gás natural, o que

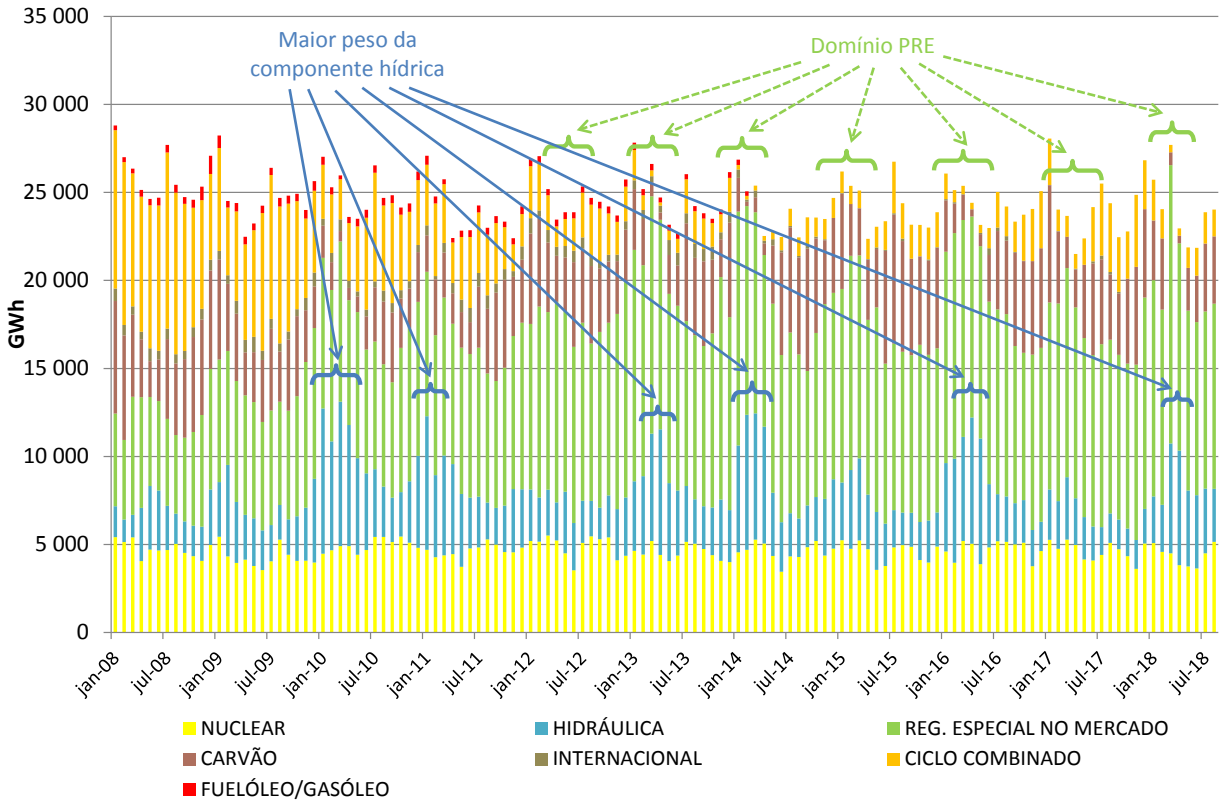
[18] A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

se refletiu no aumento da produção de energia por parte destas centrais que se verificou desde 2015. Este aumento poderá explicar o aumento da correlação entre o preço das duas variáveis a partir desse ano.

É de salientar o substancial aumento do preço do *Brent* a partir do segundo trimestre de 2017, reforçado no início da segunda metade de 2018, com possíveis impactos (desfasados) no aumento dos preços da energia elétrica no final de 2018 e inícios de 2019.

Como foi anteriormente referido, para além do impacte do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 3-9), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017.

Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia

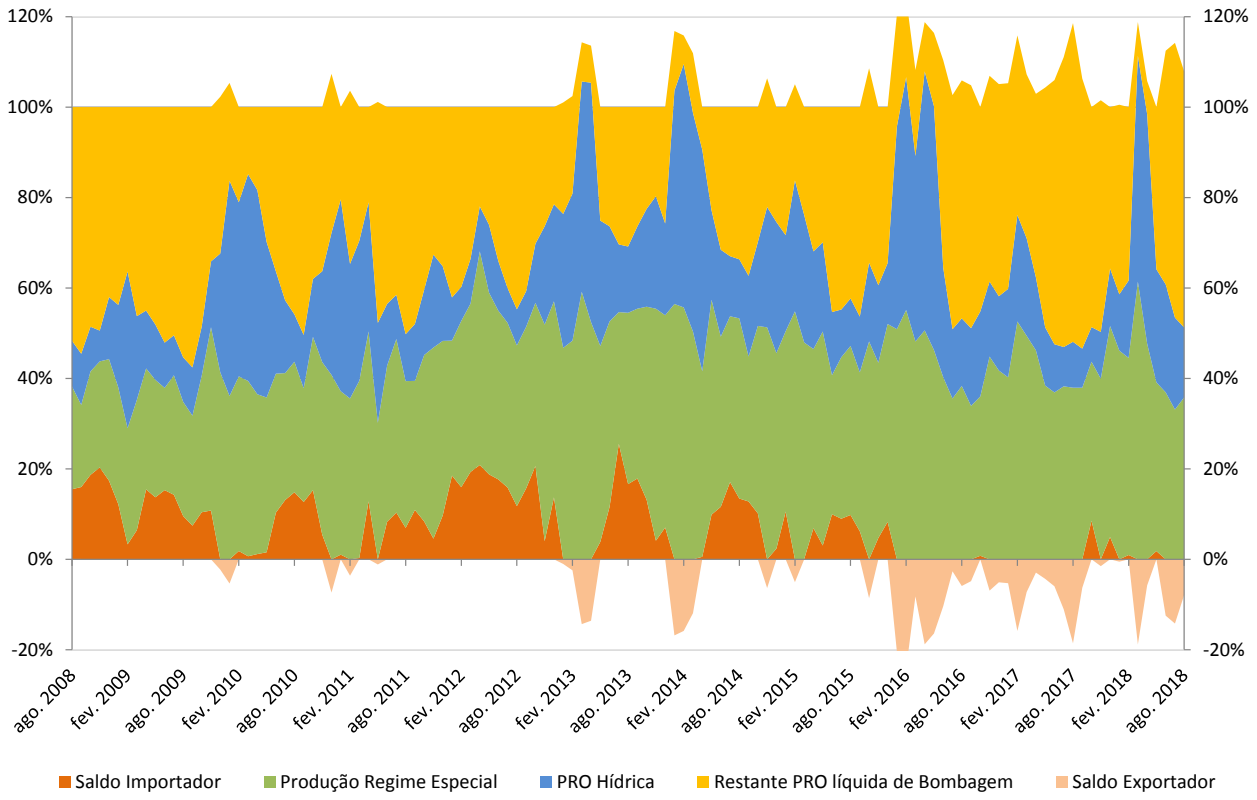


Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-10 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das

centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017 e de 2018, até à data, as condições climatéricas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial (eólica) que originaram exportação líquida em termos mensais (saldo importador negativo). No entanto, na parte final do ano de 2016 e de 2017 registaram-se condições hidrológicas bastantes desfavoráveis, tendo-se mantido, contudo, em alguns períodos, um saldo exportador líquido, mostrando a volatilidade a que está sujeito o *mix* tecnológico de produção.

Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: ERSE, Reuters, REN

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista. De facto, o crescimento da produção em regime especial, provoca uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. No entanto, o peso da PRE é igualmente influenciado por fatores climatéricos. Em anos mais secos ou com hidraulicidade normal, o peso das centrais convencionais no *mix* de produção é

reforçado, pelo que a necessidade de analisar a evolução dos preços dos diferentes combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

O preço do petróleo (Figura 3-11) registou uma tendência de descida acentuada entre 2014 e inícios de 2016, tendo o preço do Brent atingido um mínimo de 12 anos em janeiro de 2016, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo-se invertido a tendência de subida a partir do último trimestre do corrente ano, negociando num intervalo de cotações entre os 50 EUR/bbl e os 75 EUR/bbl, durante o ano de 2018.

Figura 3-11 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014

Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-12), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de descida no último trimestre em 2018, para valores próximos dos 53 EUR/bbl, estando acima dos valores verificados um ano antes, quando registaram cotações em torno dos 45 EUR/bbl.

Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2019

Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição entre janeiro de 2011 e meados de 2016, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 3-13 podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em EUR/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, com o registo de uma quebra de 60% no preço do carvão no início de 2016 face à média das cotações de 2011. Após estes valores mínimos do primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão observou uma inversão dessa tendência de queda, com registo de um aumento muito significativo que se verificou a partir de setembro de 2016 e que se prolongou até finais de 2016, tendo no final de dezembro de 2016, atingido uma cotação 87 EUR/ton, o que representou mais do que uma duplicação do preço face ao mínimo do ano de 2016, de 38,5 EUR/ton, registado em fevereiro. Este aumento refletiu a reação do mercado às perturbações climáticas que afetaram a oferta e à decisão da China em cortar a produção do

carvão com o objetivo de remover o excesso de capacidade da indústria[19]. A partir do início de 2017, registou-se uma volatilidade dos preços do carvão, mantendo-se, no entanto em torno de valores elevados. A partir do segundo trimestre de 2018 os preços do carvão registaram uma subida acentuada para cotações que ascenderam aos 88 EUR/ton, seguida de uma diminuição para valores próximos dos 75 EUR/ton.

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)

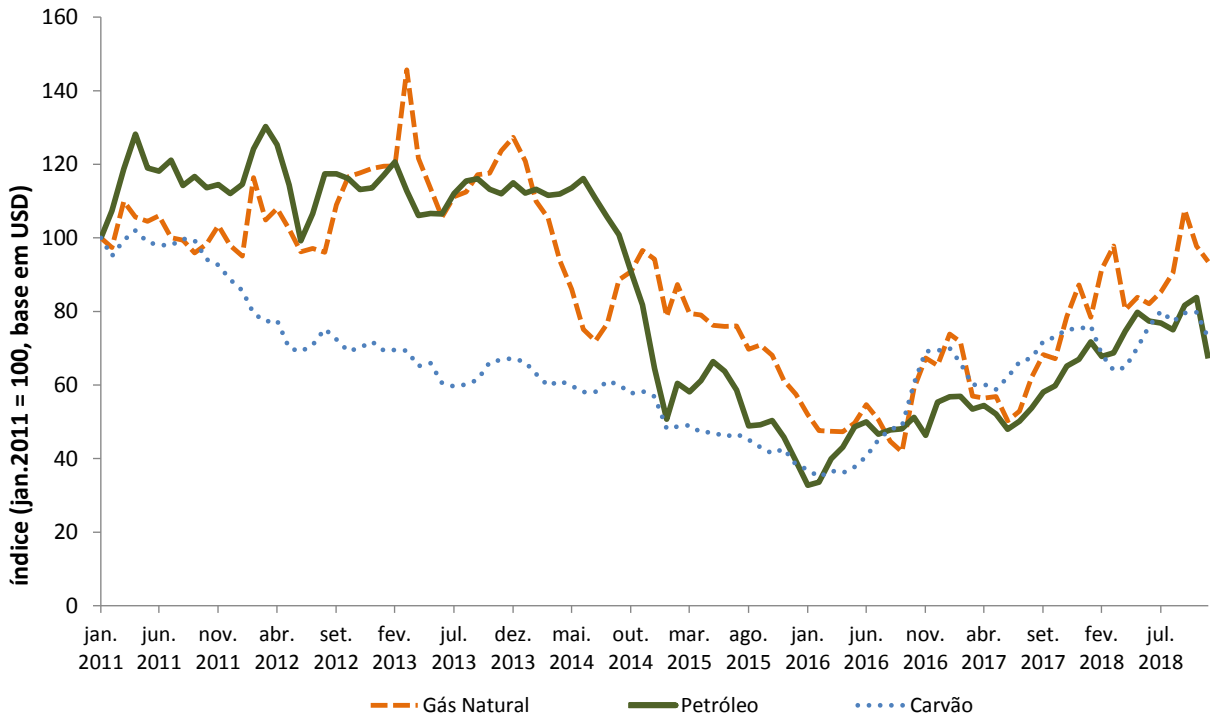
Fonte: ERSE, Reuters

Esta evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constituiu mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo que se verificou até 2014. Contudo, apesar da diferente evolução dos preços do carvão (API2), do petróleo (*Brent*) e do gás natural (NBP), todas estas *commodities* registam quebras semelhantes, ligeiramente

[19] No final de 2016 a China cortou o número de dias de trabalho nas minas de carvão de 330 para 276 dias e apresentou um plano que previa encerrar 1000 minas de carvão e, eventualmente, cortar a capacidade de produção durante os próximos 5 anos em cerca de 500 milhões de toneladas, da sua capacidade anual atual de 3600 milhões de toneladas.

superiores aos 50% em 2016, face aos valores registados em janeiro de 2011, o início do período em análise (Figura 3-14). No último trimestre de 2018 todas estas *commodities* apresentaram uma quebra.

Figura 3-14 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2011)



Fonte: ERSE, Reuters

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de emissão de CO_2, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO_2[20]. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão.

A Figura 3-15 mostra que desde o início de 2018 o preço das licenças de emissão de CO_2 subiu de forma significativa, registando um valor acima dos 25 EUR/ton no início de setembro de 2018, um aumento de

[20] Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

cerca de 200% face aos valores do início de 2018 em torno dos 8 EUR/ton. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE[21], bem como da discussão que a antecedeu, que para o período pós 2020 veio definir novas regras[22] que permitem antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado, o que criou, em antecipação a este efeito, uma forte pressão de compra no mercado grossista. A evolução dos preços das EUAs reflete igualmente a maior dinâmica da economia europeia.

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO_2 (EUAs)

Fonte: ERSE, Reuters

PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de

[21] Diretiva 2018/410, de 14 de março.

[22] Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO2 e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

65,5 €/MWh, ligeiramente superior ao estimado para 2018, que se situa em torno dos 63,3 €/MWh[23] e acima do previsto em tarifas de 2018 para 2018, 53,8 €/MWh (Quadro 3-9). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR[24] para fornecimento dos clientes

	2018		2019
	Tarifas 2018	Estimativa 2018 (valores reais até setembro)	Tarifas 2019
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	53,8	63,3	65,5
Preço petróleo EUR/bbl	50,2	60,9	62,3
Índice de produtibilidade hidroelétrica	1,00	1,19	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2019 em Portugal é cerca de 65,5 €/MWh.

A definição desse valor tem em conta os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos[25] e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

[23] Inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

[24] O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

[25] Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

CRÉDITO AOS CONSUMIDORES

Tendo sido apurada existência de créditos a favor dos consumidores, sem que estes tenham reclamado o seu reembolso, a ERSE emitiu aos comercializadores de último recurso a Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica.

A ERSE, no âmbito da sua competência em matéria de regulação económica da atividade de comercialização de último recurso, entendeu que caso os consumidores titulares de direito de crédito não o tenham reclamado, no prazo de 5 anos desde a sua comunicação, junto dos comercializadores de último recurso de eletricidade, devem esses créditos ser repercutidos nas tarifas suportadas por todos os consumidores de energia elétrica. Assim, a referida instrução prevê que a repercussão daqueles montantes em tarifas deve ser efetuada através da dedução ao proveito permitido da atividade de comercialização, sendo recuperado pelos consumidores através das tarifas de acesso na componente da UGS.

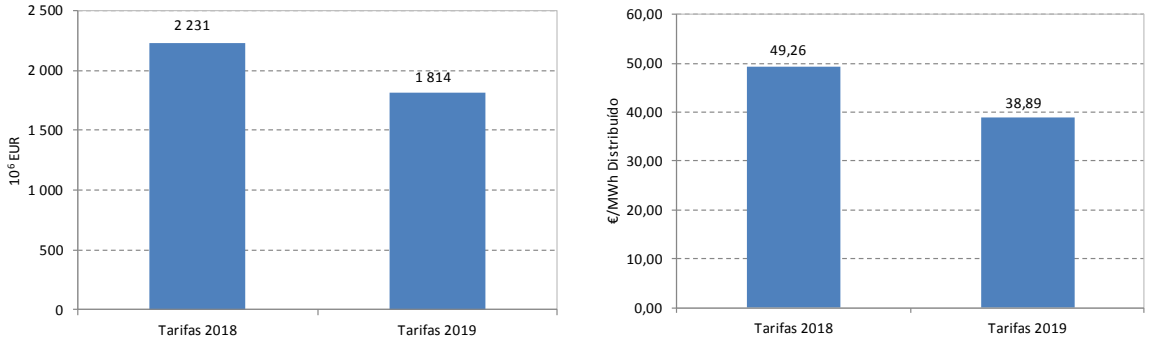
De forma a operacionalizar a repercussão tarifária da devolução dos créditos aos consumidores, o montante previsto dos créditos aos consumidores foi deduzido ao proveito permitidos dos CUR através da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência e recuperado pelos consumidores na tarifa da UGS através do diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de tensão.

Os valores provisórios para 2018 dos créditos "apurados após a cessação do contrato de fornecimento de energia elétrica" a incluir em tarifas de 2019, apresentados pelos CUR do Continente, da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, ascendem a 8 327 milhares de euros, 49,7 milhares de euros e 2,5 milhares de euros, respetivamente.

3.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam uma redução de cerca de 417 milhões de euros (Figura 3-16).

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



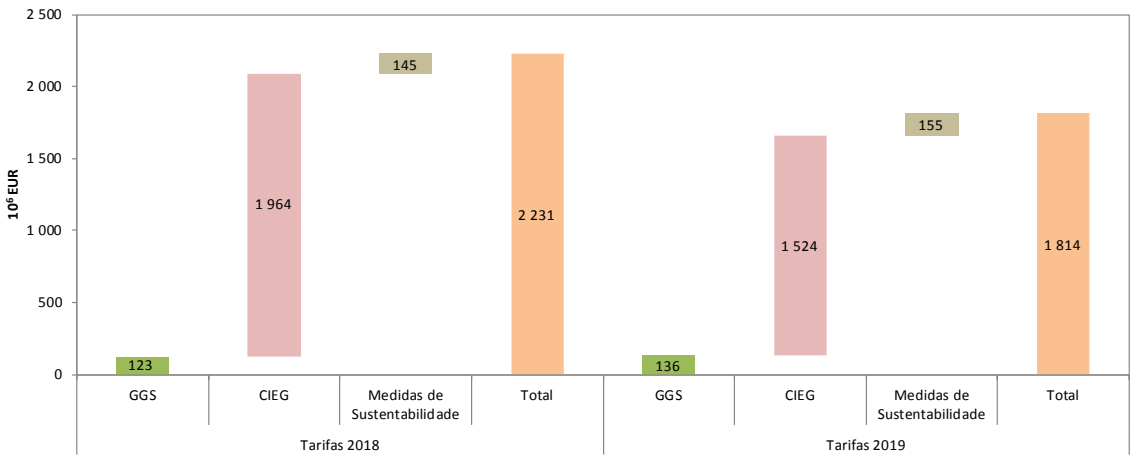
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) custos de interesse económico geral; (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária[26] e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (AT e MT) e BTE e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2018 para 2019 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

[26] Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



A Figura 3-17 permite verificar que entre tarifas de 2018 e 2019 os proveitos a recuperar pela UGS baixaram cerca de 417 milhões de euros. Esta redução deve-se ao efeito conjugado da redução ocorrida ao nível dos CIEG, em cerca de 440 milhões de euros e dos acréscimos ao nível dos custos das medidas de sustentabilidade em 10 milhões de euros e dos custos da GGS em 13 milhões de euros.

3.4.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Neste ponto, é apresentada a variação da atividade de UGS, decompondo-a por componentes. A análise mais detalhada das principais componentes desta atividade, designadamente das componentes associadas aos custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária, é efetuada nos pontos seguintes do presente documento.

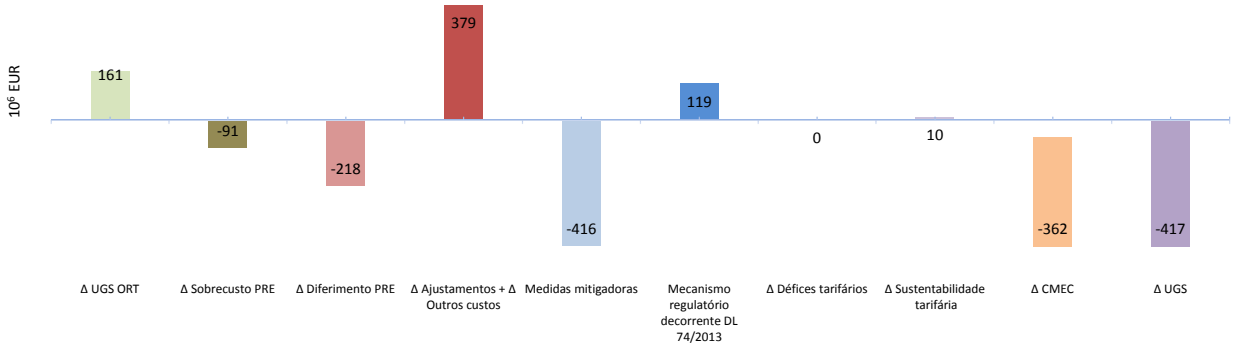
A Figura 3-18 desagrega a variação da UGS de 2018 para 2019, de -417 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

- O efeito do aumento de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 161 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
  - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 42 milhões de euros;
  - Aumento dos custos de gestão do sistema em 13 milhões de euros;
  - Aumento dos outros CIEG do ORT, em 110 milhões de euros;

  - Redução dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de cerca de 4 milhões de euros;

- O efeito da diminuição do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 91 milhões de euros;
- Saldo entre o diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e o valor diferido relativo ao próprio ano com a aquisição à PRE, no valor de -218 milhões de euros;
- Variação dos ajustamentos e de outros custos associados ao diferencial do custo com a aquisição à PRE e de desvios de faturação por aplicação da tarifa de UGS em 379 milhões de euros;
- Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -416 milhões de euros;
- Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de -119 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de +10 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
  - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de +16,9 milhões de euros:
  - Efeitos do processo de extinção de tarifas:
    - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de -8,3 milhões de euros;
    - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de +1,4 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de -362 milhões de euros.

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



3.4.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema aumentam em 10%, relativamente aos valores aceites para tarifas 2018. Para esta variação contribuiu, entre outros, o aumento ocorrido ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 21 milhões de euros), que foi ligeiramente mitigado pela redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 5 milhões de euros a recuperar pela empresa, para 2018, para 2 milhões de euros a pagar pela empresa em 2019. A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento "Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2019".

3.4.3 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, pela sua relevância, analisa-se em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rúbricas de custos têm em comum o facto de não serem diretamente reguladas pela ERSE, por dependerem do quadro legal, no caso dos CIEG, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista em ambos os casos. Deste modo, a inclusão destes custos nos proveitos permitidos é efetuada por *pass through*. O incremento destas rubricas de custos ao longo do tempo justifica a análise mais detalhada de algumas das suas principais componentes.

3.4.3.1 AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia elétrica considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos, para efeitos de estabilidade tarifária. Assim, as tarifas para 2019 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2017, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2018.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia elétrica: (i) as aquisições no mercado organizado pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (diferencial de custo CAE) e (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que as duas últimas rubricas de custo são incluídas nos CIEG.

O Quadro 3-10 sintetiza os ajustamentos de 2017 e 2018 que foram considerados no cálculo tarifário para 2019.

Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2017 e 2018 a repercutir em tarifas

Unidade: 10^6 EUR

	Ajustamento 2017	Ajustamento 2018	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	-14,7	45,6	31,0
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	-135,9	108,3	-27,6
CMEC+SCAE	62,4	24,8	87,2
SPRE	-198,3	83,5	-114,8
Ajustamento total	-150,5	153,9	3,4

Nota: (1) Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

Em 2017, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se nos 55,13 €/MWh, bastante superior ao valor considerado em tarifas de 2017 (50,01€/MWh). Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2018, já haviam sido considerados cerca de 23 milhões de euros a devolver à empresa. Desta forma, o desvio em 2017 líquido desses ajustamentos provisórios foi de cerca de 10,2 milhões de euros, a devolver pela empresa. Por outro lado, o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, no ano t-2, atualizado

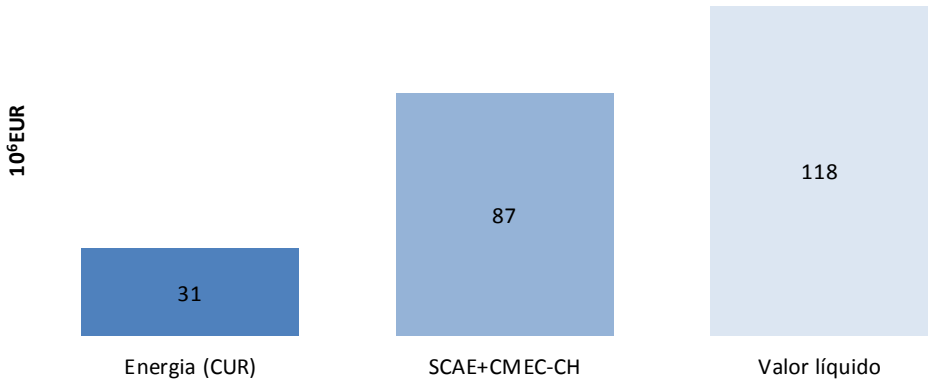
para 2019 atingiu o montante de 4,4 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2017 referentes à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, ambos considerados em tarifas de 2019, foram de 14,7 milhões de euros.

Em 2018, o acréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2018, gerou um desvio de cerca de 45,6 milhões de euros a receber pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2017 e 2018 ascende a 31 milhões de euros a pagar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 87 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 118 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-19.

Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



3.4.3.2 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de

potência. Na Figura 3-20 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2019[27] para a PRE, centrais com CAE e centrais com garantia de potência. No que respeita aos Custos de Manutenção do Equilíbrio contratual (CMEC) e à remuneração da Reserva de Segurança do SEN, os valores incorporados nas tarifas de 2019 originam valores unitários nulos pelo que não foram incluídos na figura seguinte.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

i) 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-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;

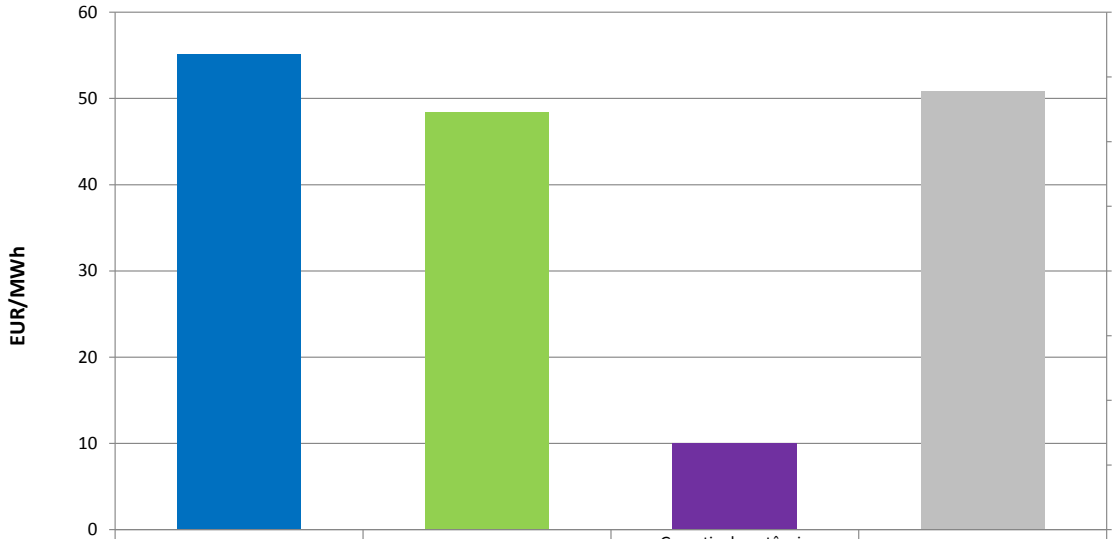
ii) As medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor, que têm impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de que revertem para o SEN e do montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, nos termos da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro;

iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;

iv) A previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

[27] a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2019; b) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento, considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2014 até 2018 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2014).

Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



	Diferencial de custo PRE	Diferencial de custo CAE	Garantia de potência (Investimento)	Total
EUR/MWh	55,1	48,4	10,1	50,8
DifCusto Mil EUR	1 204 755	284 102	19 793	1 508 651
GWh	21 856	5 865	1 967	29 688

Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2019 e no caso da PRE não inclui o alisamento quinquenal.

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2019, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2019 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2017 (t-2) e 2018 (t-1). As quantidades consideradas neste exercício para determinar o valor unitário foram as produções da PRE implícitas no cálculo tarifário de 2019.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2019 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2017 (t-2) e 2018 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2019, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela soma das produções das duas centrais em causa que se preveem para esse ano.

O sobrecusto do incentivo à garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema elétrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, é uma função inversa das horas de funcionamento destas centrais, dado que este incentivo é pago tendo como referência a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Com o atual quadro legal, apenas está em vigor a modalidade de incentivo ao investimento, aplicável a centrais hídricas,

mantendo-se a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. Os montantes do incentivo à garantia de potência na modalidade de investimento repercutidos nas tarifas de 2019 são os apresentados no Quadro 4-18 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", que faz parte integrante da presente proposta tarifária. Para efeitos de cálculo do valor unitário apresentado na Figura 3-20, considerou-se que as centrais que receberão estes montantes terão em 2019 um fator de utilização da potência instalada correspondente à média verificada nos últimos 5 anos. Para os aproveitamentos hidroelétricos que entraram em exploração após 2014, considerou-se a média do fator de utilização da potência instalada dos anos em que as centrais produziram.

A Figura 3-20 apresenta igualmente o valor médio do diferencial de custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que se prevê através desta análise para o ano de 2019, que ascende a 50,8 €/MWh.

Esta análise mostra que grande parte da produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor com Tarifa de Venda a Cliente Final regulada prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2019 este custo corresponda a 114,6 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 63,8 €/MWh[28], acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 50,8 €/MWh.

3.4.3.3 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

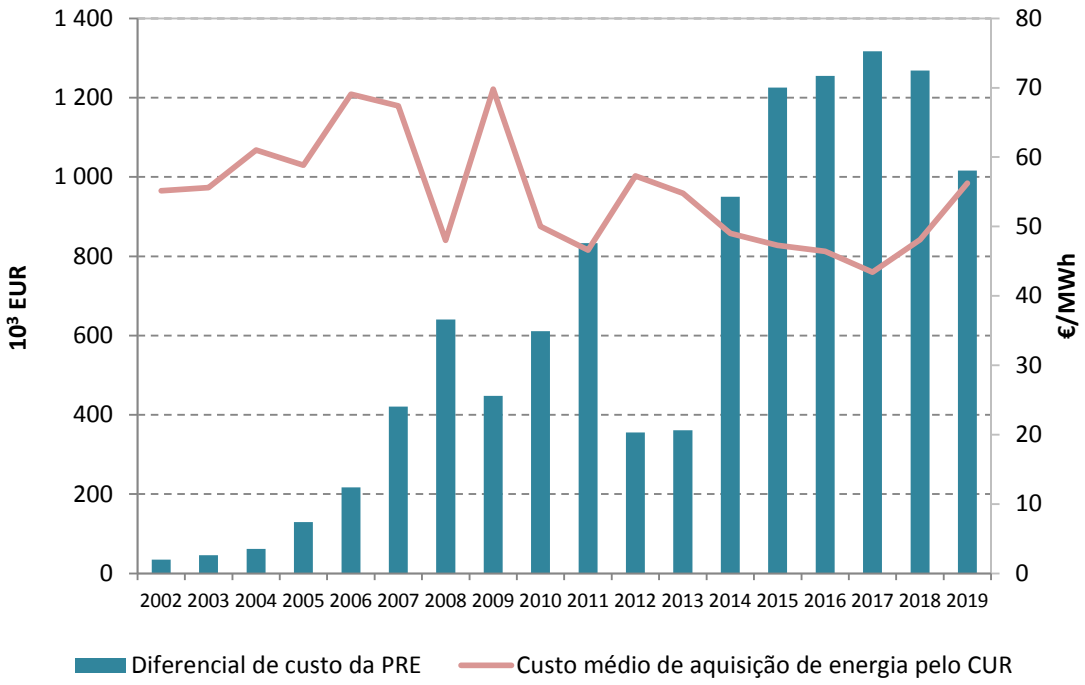
Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção em regime especial (PRE). O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o

[28] Este custo unitário não inclui os serviços de sistema.

CUR coloca esta produção no mercado grossista[29]. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-21 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2019, previstos recuperar pelas tarifas do ano. 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 bem como as demais medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor, que se descrevem de seguida.

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

[29] Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

A grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento destes custos, por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custos da PRE, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO_2 e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. No ano de 2014 acresce ainda o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. De 2014 para 2015, o acréscimo significativo que se observa na Figura 3-21 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente das seguintes alterações:

- Efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores, que anula, em parte, o montante diferido considerado nas tarifas de 2015 face a tarifas de 2014;

- Efeito dos ajustamentos de anos anteriores.

Registe-se que o decréscimo do valor do diferencial de custo da PRE verificado no último ano, de 2017 para 2018, deve-se essencialmente ao aumento do preço de energia previsto para tarifas de 2018.

Para 2019, volta a registar-se um decréscimo do valor do diferencial previsto em tarifas, resultante de:

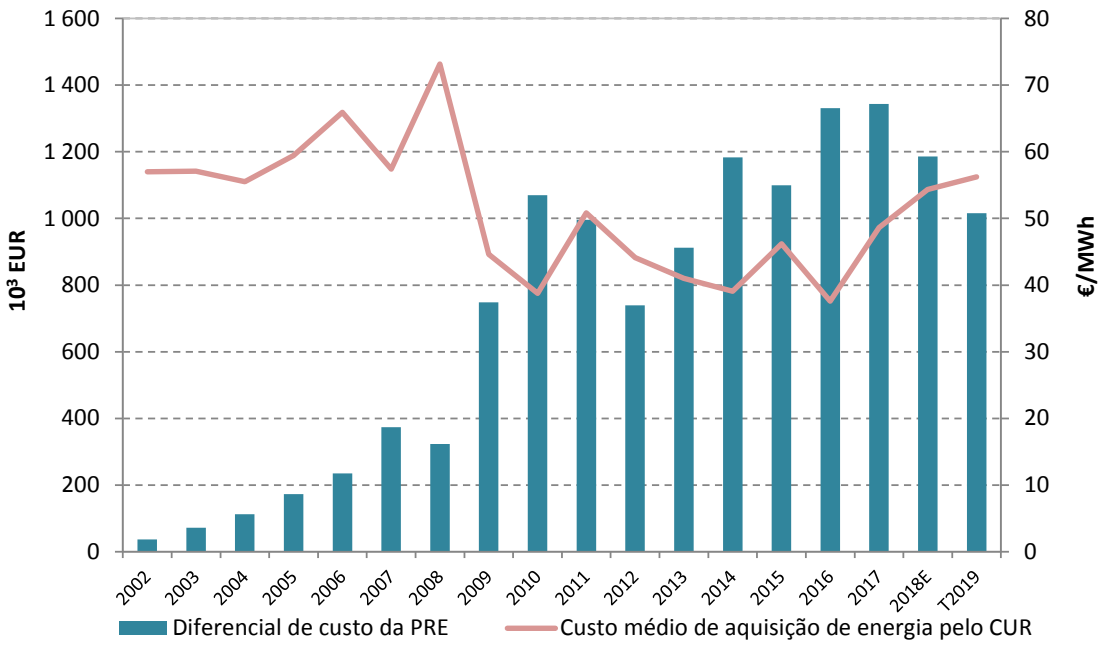
- Acréscimo significativo dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;

- Acréscimo do preço de energia implícito no cálculo do sobrecusto para tarifas de 2019;

- Inclusão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE, de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

Na Figura 3-22 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



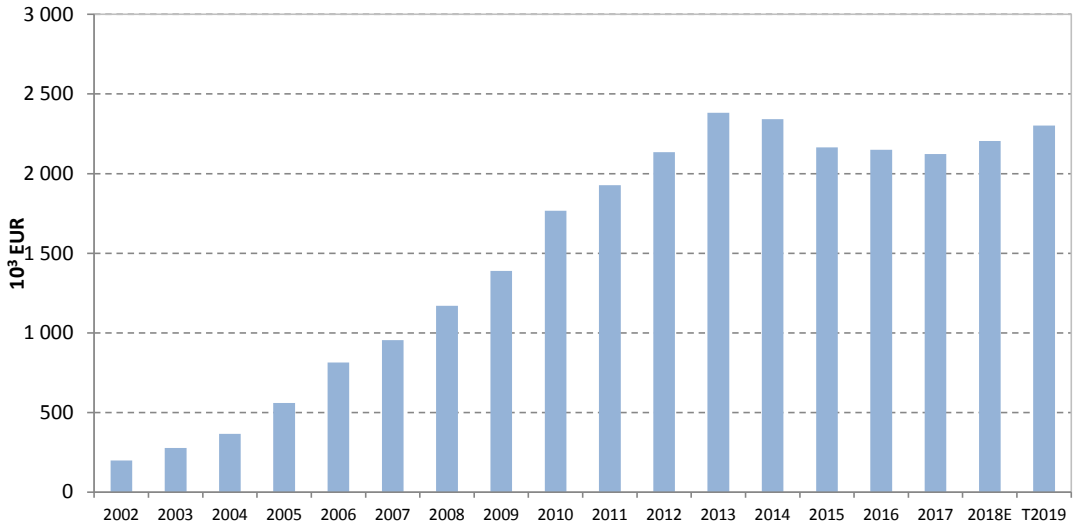
Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

A diferença entre as duas figuras anteriores resulta, maioritariamente: (i) do desvio entre a previsão e o valor ocorrido das quantidades produzidas pela PRE, (ii) do desvio dos preços de aquisição da PRE e (iii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios resultantes das previsões destas medidas.

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 3-23. O custo total de 2014 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada. No que se refere ao custo total de 2015, nas quantidades verificaram-se índices de produtibilidade eólica e hídrica inferiores aos de 2014 e o custo unitário da PRE de 2015 foi inferior ao custo unitário de 2014, originando em 2015 um custo total inferior ao de 2014.

Entre 2015 e 2017, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição a produtores em regime especial, que se deve também a menores acréscimos da potência instalada deste tipo de produtores observados desde o final de 2014. A partir de 2018, estima-se que ocorra uma inversão da tendência do custo de aquisição da PRE iniciada em 2014, com um previsível aumento em 2018 e 2019.

Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial



3.4.3.4 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DA PRE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferenciais de PRE.

DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL – (ALISAMENTO QUINQUENAL)

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73-A.º, foi introduzida a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, de forma faseada ao longo do tempo, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos em 5 anos, incluindo o próprio ano.

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o período de aplicação da transferência intertemporal inicialmente estabelecido e, de acordo com a alteração introduzida no n.º 8 do Artigo 73-A.º, prolongando-se a aplicação deste regime ao diferencial de custo com a aquisição de energia da PRE ocorrido até 31 de dezembro de 2020.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro, cuja metodologia de cálculo é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacte do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2019, bem como a amortização de capital e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2019

Unidade 10^3 EUR

	Diferimento PRE					
	T2019	T2020	T2021	T2022	T2023	Total
PRE 1(1)						
anuidade	160 421	160 421	160 421	160 421	160 421	802 105
Amortização capital (2)	151 867	153 540	155 232	156 943	158 672	776 255
juros	8 554	6 881	5 189	3 478	1 749	25 850
valor a abater aos pp (3)	624 388					
Alisamento quinquenal	-624 388	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE 2(4)						
anuidade	76 156	76 156	76 156	76 156	76 156	380 782
Amortização capital (2)	72 096	72 890	73 693	74 505	75 326	368 510
juros	4 061	3 266	2 463	1 651	830	12 272
valor a abater aos pp (3)	296 415					
Alisamento quinquenal	-296 415	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE 1(1) - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
Amortização capital (2) - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2019
Valor a abater aos pp (3) - Valor a 31 de dezembro de 2019
PRE 2(4) - Produção em Regime Especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente, apresenta-se o quadro com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo com a aquisição de energia da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2015 até 2019 e os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2015 a 2019 nos proveitos permitidos de 2019 a 2023

Unidade 10^3 EUR

	Diferimento PRE				
	T2019	T2020	T2021	T2022	T2023
PRE [1] [(1)]					
anuidade	1 065 569	821 061	631 196	322 180	160 421
Amortização capital	1 015 551	791 701	615 589	316 324	158 672
juros	50 018	29 359	15 607	5 856	1 749
Alisamento quinquenal	280 761	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE [2] [(2)]					
anuidade	463 777	315 036	179 643	142 974	76 156
Amortização capital	443 663	304 560	174 553	140 341	75 326
juros	20 114	10 476	5 089	2 633	830
Alisamento quinquenal	91 205	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE [1] [(1)] - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE [2] [(2)] - Produção em Regime Especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento "Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico" apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN COM IMPACTE NA PRE DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR

Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2019 foram consideradas as seguintes medidas de sustentabilidade do SEN, com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a recuperar pelas tarifas. Em particular, foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos, decorrentes da legislação em vigor:

- Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro. O montante que a ERSE prevê que venha a reverter para o SEN em 2019 situa-se em 163,4 milhões de euros.

- Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial, nos

termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. Para 2019 prevê-se um montante de 27,4 milhões de euros.

- 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, revogada pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, que redefiniu o procedimento para repercussão dos montantes a devolver nos proveitos do CUR e na dívida tarifária. Após avaliação de informação recebida da Direção Geral de Energia e Geologia, o montante considerado, provisoriamente, pela ERSE para 2019 para esta medida situa-se em 140 milhões de euros.

- Previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais. O montante considerado para 2019 ascende a 189 milhões de euros.

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

Este diploma 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.

Este diploma determina igualmente que os CIEG podem ser 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 preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados para os produtores.

A Portaria n.º 225/2015 de 30 de Julho prevê a publicação em documentos tarifários de determinados parâmetros, com base nos quais é determinado o valor do pagamento a efetuar pelos centros electroprodutores abrangidos pela aplicação do disposto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, e demais legislação que o complementa.

Por sua vez, atento o conteúdo do Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto, e por força da revogação dos números 11 e 12 do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, consideram-se, no presente e para 2018, como inexistentes os eventos extramercado internos ao SEN, previstos na Portaria n.º 225/2015.

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, é um mecanismo regulatório destinado a corrigir o efeito de eventos ou medidas que ocorram noutros Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado português, sobre a formação dos preços no mercado grossista de eletricidade.

Desde 2013 que se encontra em vigor um conjunto de incidências tributárias sobre o setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica (*Ley* 15/2012, de 27 de dezembro, alterado e atualizado na *Ley* 9/2013, de 13 de julho), as quais não se podem deixar de considerar como sendo impactantes no funcionamento do MIBEL, no qual foi identificado pela ERSE como evento passível de ser corrigido no âmbito do mecanismo plasmado no Decreto-Lei n.º 74/2013, sendo que qualquer suspensão ou revogação deste evento tem como consequência a sua inexistência.

A metodologia seguida pela ERSE para o apuramento do valor do impacte do evento para a repercussão tarifária, baseia-se na informação histórica do mercado grossista, tendo como base de determinação os efeitos brutos à oferta dirigida ao mercado que impactam a formação do preço grossista de energia elétrica. O cálculo deste valor é prospetivo, i.e., vale para o futuro.

Para o ano de 2019, além dos factos atrás descritos sobre a organização e metodologia decorrentes do Decreto-Lei n.º 74/2013, deve tomar-se em consideração para o ano de 2019 a aprovação em Espanha de medidas urgentes para prevenir a subida do preço da eletricidade. Estas medidas, publicadas através do *Real Decreto-ley* 15/2018 de 5 de outubro, compreendem a suspensão temporária, durante um período de 6 meses, do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação de um regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica. Daqui decorre que, durante o período da mencionada suspensão do regime fiscal até aqui vigente em Espanha, o efeito de evento extramercado como tal deve ser considerado inexistente (por inexistência do próprio evento). Esta suspensão foi tida em conta na previsão.

De modo análogo ao que foi elaborado para anteriores exercícios tarifários, a ERSE estimou o parâmetro $Pliq_t$ em 4,18 €/MWh a ser aplicado em 2019 e fora do período de suspensão[30]. Este parâmetro seria aplicado a uma produtibilidade estimada de 9,8 TWh, já ajustada para a existência de isenção do regime fiscal durante o 1.º semestre de 2019, resultando num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 41 milhões de euros.

Neste sentido, a concretização da estimativa para os parâmetros Vem_t, $EIRE_t$, conjugando toda a normativa publicada até à data é a seguinte:

- Vem_t: 0 €, visto que não existem eventos extramercado de ordem interna aprovados para 2019;
- $EIRE_t$: 9,8 TWh, ajustada ao período de aplicação do evento extramercado (produtibilidade anual estimada de 13,7 TWh).

Os restantes parâmetros, previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de Julho, pela mesma razão referida para o parâmetro Vem_t, seriam também nulos.

Salienta-se que a estimativa de produção abrangida ($EIRE_t$), não inclui as centrais com CMEC, para as quais se torna necessário aclarar juridicamente se as mesmas se encontram abrangidas pelo âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 durante o período da revisibilidade final. Assim, sem prejuízo de informação posterior que promova a citada aclaração, são abrangidas pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa, os seguintes centros electroprodutores:

- Central hidroelétrica de Alvadia, Cabriz;
- Central hidroelétrica do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Rabagão;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Jusante;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Montante;
- Central hidroelétrica de Belver;

[30] Prevê-se um período de suspensão do regime fiscal de espanhol de 95 dias aplicáveis no 1.º semestre de 2019, entre o dia 1 de janeiro e o dia 5 de abril, já que o Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de outubro, entrou em vigor no dia seguinte à data da sua publicação no *Boletín Oficial del Estado* (7 de outubro).

- Central hidroelétrica da Bemposta;
- Central hidroelétrica da Bemposta 2;
- Central hidroelétrica da Bouçã;
- Central hidroelétrica da Bruceira;
- Central hidroelétrica do Cabril;
- Central hidroelétrica do Caldeirão;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades;
- Central hidroelétrica do Lindoso;
- Central hidroelétrica de Miranda;
- Central hidroelétrica de Miranda 2;
- Central hidroelétrica de Ovadas;
- Central hidroelétrica do Palhal;
- Central hidroelétrica da Paradela;
- Central hidroelétrica do Picote;
- Central hidroelétrica do Picote 2;
- Central hidroelétrica de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Póvoa;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;

- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica de Senhora de Monforte;
- Central hidroelétrica de Talhadas;
- Central hidroelétrica de Terragido;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;
- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;
- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);
- Central termoelétrica de Sines.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE[1] [31].

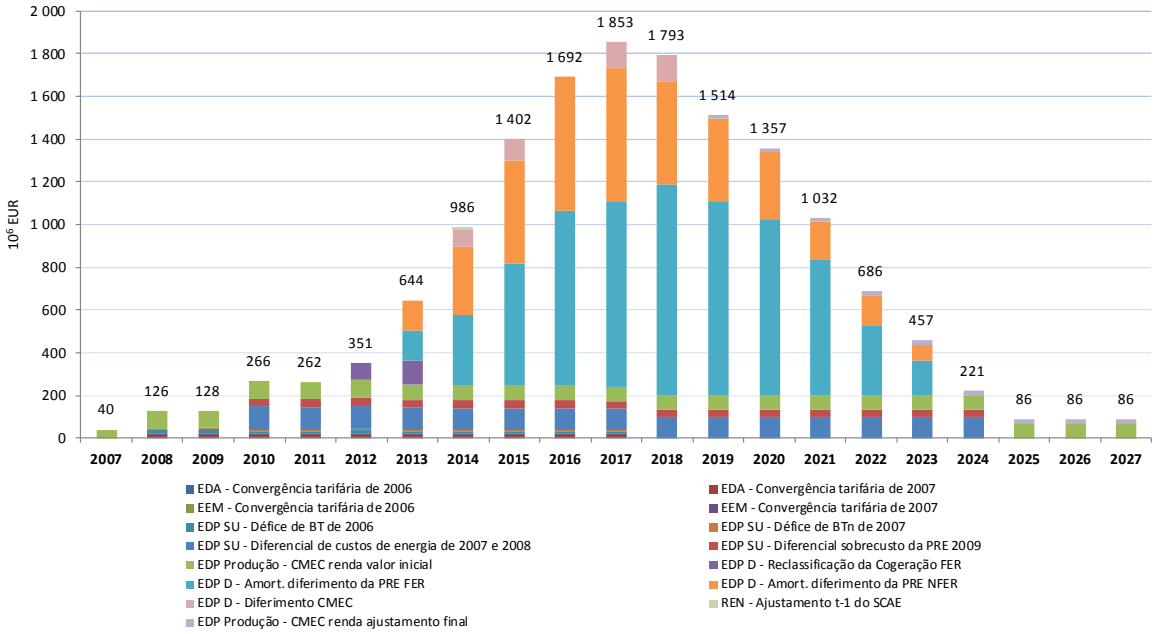
3.4.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos.

A figura infra apresenta a evolução dos proveitos permitidos recuperados ou previstos recuperar em cada ano que foram adiados e que por isso, deveriam ter sido recuperados em anos anteriores.

[31] PRE[1] - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Figura 3-24 - Proveitos a recuperar

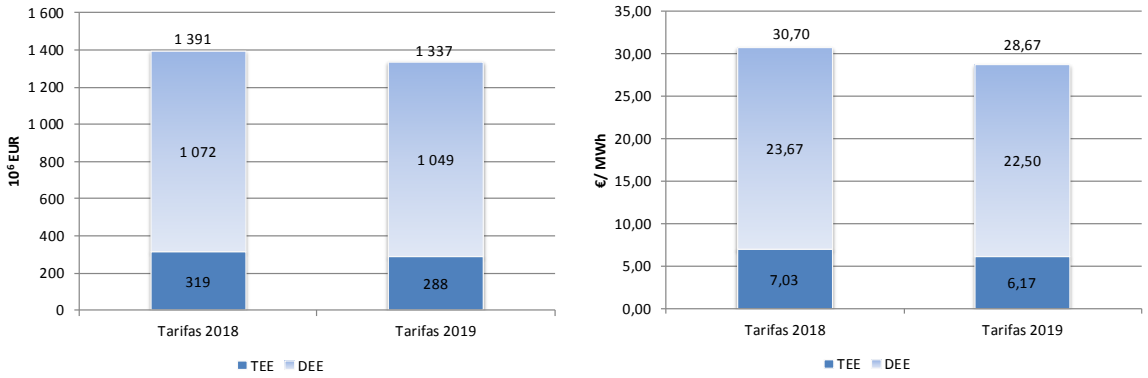


3.5 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2019, apresentam um decréscimo de 3,8%, sendo que os respetivos custos unitários[32] previstos diminuem 6,6%.

[32] No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

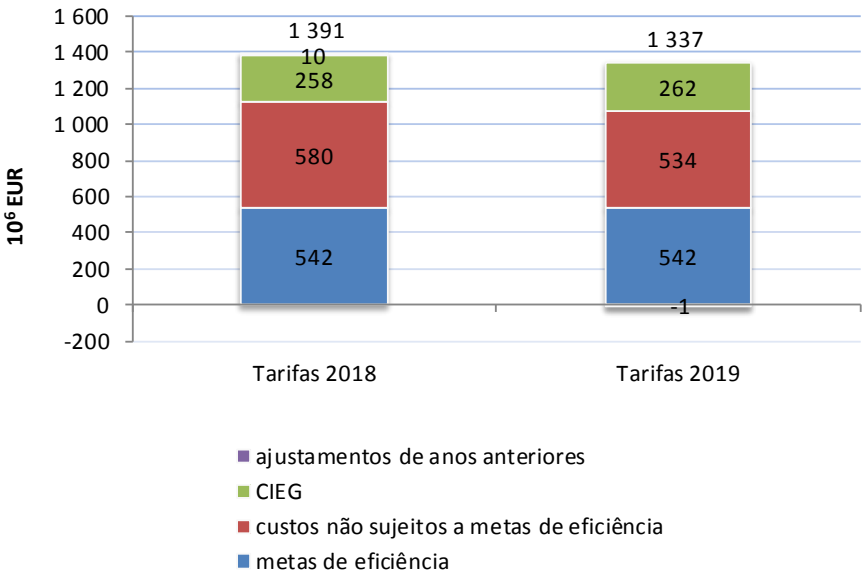
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações na evolução dos consumos refletem-se nos custos unitários a suportar pelos consumidores.

A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeito a metas de eficiência impostas (custos de exploração da distribuição em AT e MT, custos totais (TOTEX) da distribuição em BT e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência (inclui custos de exploração não sujeitos a metas de eficiência e custos com capital); (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios) e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 3-26.

Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



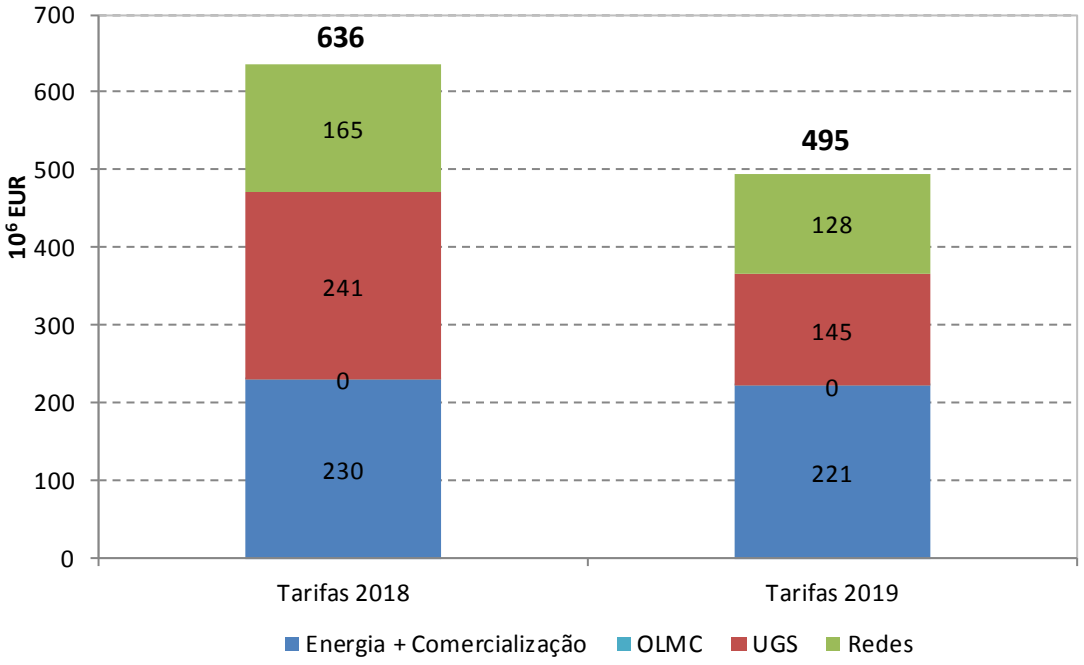
Em 2019 os custos não sujeitos a metas de eficiência são inferiores aos custos sujeitos a metas de eficiência. Com um peso significativo nos custos não sujeitos a metas de eficiência estão os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica (com exceção dos custos com capital do imobilizado valorizado a custos de referência) e de Distribuição de Energia Elétrica, e a redução ocorrida reflete a descida das taxas de remuneração, decorrente da revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos destas atividades. Incluem-se também nos custos não sujeitos a metas de eficiência os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

3.6 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2018 para 2019.

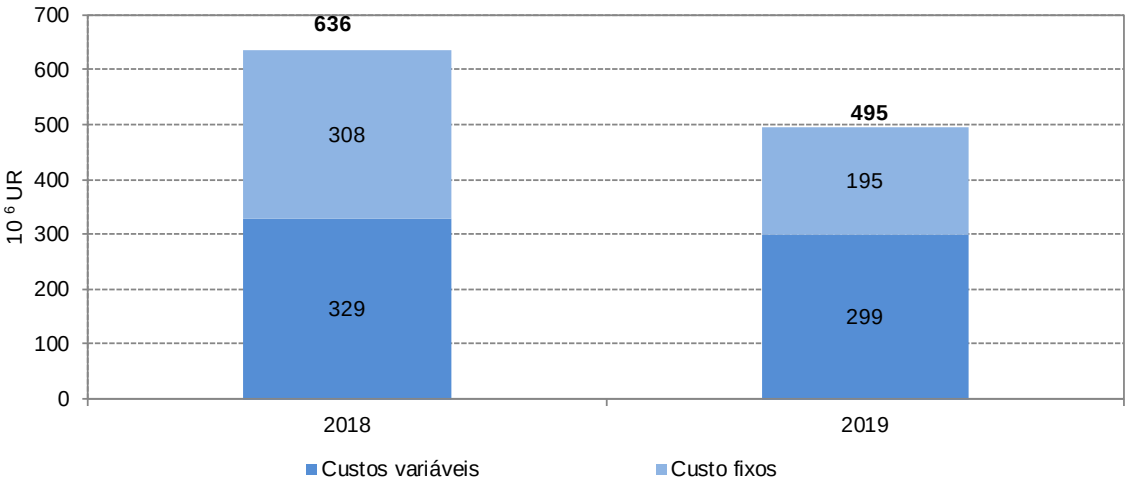
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2018 e de 2019, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



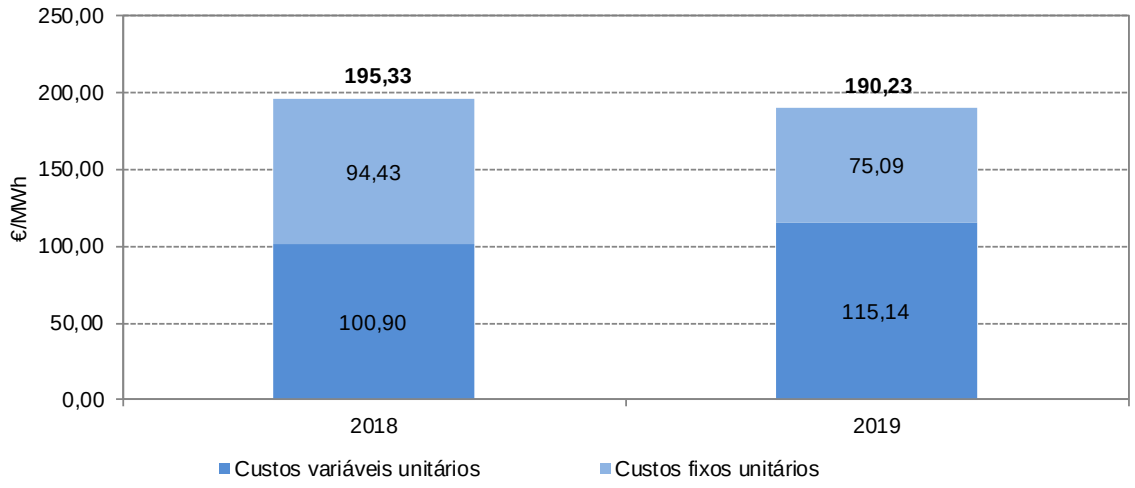
Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2017 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e ainda os ajustamentos referentes a 2017 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

Observa-se que na atual proposta tarifária para 2019, a diferença entre o peso dos custos fixos e dos custos variáveis agravou-se.

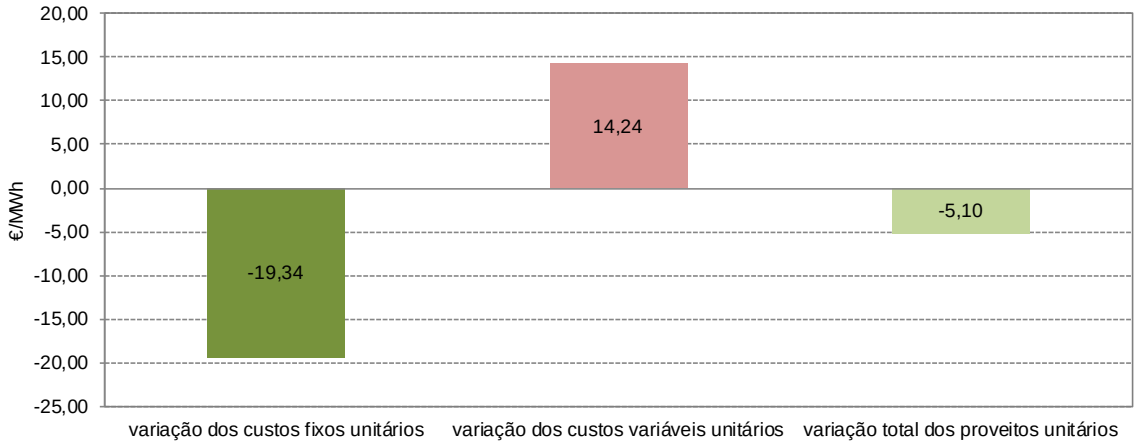
A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2018 e 2019, por categoria de custo, fixo e variável.

Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O decréscimo dos proveitos unitários de 5,10€/MWh pode ser decomposto em variação dos custos fixos unitários (-19,34€/MWh) e em variação dos custos variáveis unitários (14,24€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-30.

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários



4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2019

4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 indica as tarifas cuja fixação compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Energia	TE	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	serviços de sistema e de interesse económico geral	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MAT, AT, MT e BT	serviços de sistema e de interesse económico geral	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	*URT*				
Tarifa de uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores	URT_P	operador da rede de transporte	produtores em regime ordinário e produtores em regime especial	uso da rede de transporte	não é aplicada aos consumidores
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	URT_{MAT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em MAT	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT	uso da rede de transporte em MAT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	URT_{AT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em AT	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso da rede de transporte em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT	URD_{AT}	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso da rede de distribuição em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	URD_{MT}	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MT e BT	uso da rede de distribuição em MT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	URD_{BT}	distribuidor em BT concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em BT	uso da rede de distribuição em BT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Operação logística de mudança de comercializador	OLMC				
Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em MAT	$OLMC_{MAT}$	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em MAT	operação logística de mudança de comercializador em MAT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em AT	$OLMC_{AT}$	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em AT	operação logística de mudança de comercializador em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em MT	$OLMC_{MT}$	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em MT	operação logística de mudança de comercializador em MT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em BTE	$OLMC_{BTE}$	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em BTE	operação logística de mudança de comercializador em BTE	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)
Tarifa de Operação logística de mudança de comercializador em BTN	$OLMC_{BTN}$	operador logístico de mudança de comercializador	clientes em BTN	operação logística de mudança de comercializador em BTN	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Acesso às Redes		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	uso das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental), nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado livre
Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT		operadores das redes de distribuição	operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	uso das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de mercado livre
Tarifas de Comercialização	C				
Tarifa de Comercialização em AT e MT	C_{NT}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em AT e MT	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifa de Comercialização em BTE	C_{BTE}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifa de Comercialização em BTN	C_{BTN}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	serviços de contratação, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	TVCF	comercializadores de último recurso em Portugal continental	clientes dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas no Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM	TVCF	concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso da RAA e da RAM	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas no Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas

4.2 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresenta preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsidiação cruzada entre tipos de fornecimento. Os preços de potência contratada a aplicar garantem uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos.

No Quadro 4-2 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT, para 2019.

Quadro 4-2 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,004
	MT	0,066
	BTE	0,283
	BTN	2,632

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do Artigo 26.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II).

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.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.

No Quadro 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2019.

Quadro 4-3 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) 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	0,0027
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0027
	Horas de super vazio	0,0027

Quadro 4-4 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) 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	0,0092
	Horas cheias	0,0092
	Horas de vazio normal	0,0092
	Horas de super vazio	0,0092

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2019, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 4-5 - Preços 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		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0119
	Horas cheias	0,0119
	Horas de vazio normal	0,0119
	Horas de super vazio	0,0119

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

4.3.2.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT é composta por preços de energia ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND para 2019.

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/MWh)	
	Horas de fora de vazio	0,5482
	Horas de vazio	0,4238

4.3.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas

são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2019 proporcionam os proveitos permitidos em 2019, de acordo com o estabelecido no Artigo 149.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2019 que está definida no documento "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2019.

Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	1,410
		Contratada	0,103
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228
		Capacitiva	0,0171

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	2,291
		Contratada	0,274
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228
		Capacitiva	0,0171

4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa do Operador Logístico 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, tal como definido no ponto 4.2.

No Quadro 4-9 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 2019.

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	**(EUR/MW.mês)**	
	MAT	0,002
	AT	0,004
	MT	0,066
	BTE	0,283
	BTN	2,632

4.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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 composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.3.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema 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 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. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - 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	0,0027
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0027
	Horas de super vazio	0,0027

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	**Nº períodos horários**	**Energia ativa (EUR/kWh)**			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
AT	4	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
MT	4	0,0029	0,0028	0,0028	0,0028
BTE	4	0,0031	0,0031	0,0030	0,0029
BTN>	3	0,0031	0,0031	0,0030	
BTN< tri-horárias	3	0,0031	0,0031	0,0030	
BTN bi-horárias	2	0,0031		0,0030	
BTN simples	1	0,0031			

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro e n.º 359/2015, de 14 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a produção em regime especial com preços garantidos (PRE), os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RAs), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade[33], os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

[33] 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 sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

No Quadro 4-12 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

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

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	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**
Sobreproveito	-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**

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

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

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	**Cheias**	**Vazio**	**Ponta**	**Cheias**	**Vazio**	**Ponta**	**Cheias**	**Vazio**	**Ponta**	**Cheias**	**Vazio**	**Ponta**	**Cheias**	**Vazio**	**Ponta**	**Cheias**	**Vazio**
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,31	0,23	0,05	2,05	1,38	0,37	8,90	3,56	0,61	55,27	36,85	20,67
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	9,38	7,17	3,73	10,21	7,17	2,92	9,66	7,17	1,68	9,66	6,51	1,74	13,79	5,52	0,95	9,27	6,18	3,47
Sobrecusto dos CAE	3,59	2,75	1,43	6,54	4,60	1,87	13,63	10,13	2,37	22,79	15,36	4,10	22,11	8,84	1,53	-5,70	-3,80	-2,13
Garantia de potência	0,72	0,55	0,29	0,78	0,55	0,22	0,74	0,55	0,13	0,74	0,50	0,13	1,06	0,42	0,07	0,71	0,48	0,27
Sobrecusto RAs	2,87	2,19	1,14	5,22	3,67	1,50	10,88	8,08	1,89	18,19	12,27	3,27	17,65	7,06	1,22	-4,55	-3,03	-1,70
Estabilidade (DL 165/2008)	4,89	3,74	1,95	5,32	3,74	1,52	5,03	3,74	0,87	5,03	3,39	0,91	7,18	2,87	0,50	4,83	3,22	1,81
Ajust. de aquisição de energia	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Diferencial extinção TVCF	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
Sobreproveito	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
Terrenos	0,46	0,35	0,18	0,50	0,35	0,14	0,47	0,35	0,08	0,47	0,32	0,08	0,67	0,27	0,05	0,45	0,30	0,17
PPEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	**22,36**	**17,20**	**9,17**	**29,02**	**20,53**	**8,63**	**41,17**	**30,70**	**7,52**	**59,37**	**40,18**	**11,05**	**71,83**	**29,00**	**5,37**	**60,72**	**40,63**	**22,99**

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrecusto dos CAE	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Total	**0,58**	**0,58**	**0,58**	**0,58**	**0,58**	**0,58**

Os preços da tarifa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-14.

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	**Nº períodos horários**	**Potência contratada (EUR/kW.mês)**	**Energia ativa (EUR/kWh)**			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,581	0,0236	0,0185	0,0104	0,0104
AT	4	0,581	0,0304	0,0219	0,0099	0,0099
MT	4	0,581	0,0425	0,0321	0,0089	0,0088
BTE	4	0,581	0,0609	0,0416	0,0125	0,0125
BTN>	3	0,581	0,0734	0,0305	0,0068	
BTN< tri-horárias	3	0,581	0,0630	0,0426	0,0247	
BTN bi-horárias	2	0,581	0,0472		0,0247	
BTN simples	1	0,581	0,0382			

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, apresentam-se no Quadro 4-15.

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	**Nº períodos horários**	**Potência contratada (EUR/kW.mês)**	**Energia ativa (EUR/kWh)**			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,581	0,0263	0,0212	0,0131	0,0131
AT	4	0,581	0,0331	0,0246	0,0126	0,0126
MT	4	0,581	0,0454	0,0349	0,0117	0,0116
BTE	4	0,581	0,0640	0,0447	0,0155	0,0154
BTN>	3	0,581	0,0765	0,0336	0,0098	
BTN< tri-horárias	3	0,581	0,0661	0,0457	0,0277	
BTN bi-horárias	2	0,581	0,0503		0,0277	
BTN simples	1	0,581	0,0413			

No Quadro 4-16 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-15.

Quadro 4-16 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	**Potência contratada CMEC (EUR/kW.mês)**					
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				**Componente de alisamento**	**CMEC - EDP Distribuição**
	Parcela Fixa		Parcela de acerto			Parcela de acerto
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento	Ajustamento	Devolução de valores do passado
MAT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
AT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
MT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTE	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN>	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN< tri-horárias	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN bi-horárias	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN simples	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158

No Quadro 4-17 publica-se o valor associado à recuperação dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em € por kW, apurado para 2019, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às unidades de produção para autoconsumo e às unidades de pequena produção. Este valor permite determinar a compensação mensal a pagar pelas unidades de produção para autoconsumo, nos termos dos artigos 25.º e 26.º do referido diploma.

Quadro 4-17 - Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2019

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2019}$ (€/kW)/mês
AT	3,130
MT	4,080
BTE	5,485
BTN > 20,7 kVA	5,432
BTN ≤ 20,7 kVA	7,517

4.4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de

proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.3.2.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-18 e no Quadro 4-19.

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	1,410
		Contratada	0,103
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228
		Capacitiva	0,0171

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	2,343
		Contratada	0,280
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	-
		Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	**Nº períodos horários**	**Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)**	**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
AT	4	2,788	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	2,920	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,202	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0393	0,0009	0,0007		0,0393	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0405	0,0009	0,0008		0,0405	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0097		0,0008		0,0097		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0062				0,0062			

4.4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que

as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2019 proporcionam os proveitos permitidos em 2019, de acordo com o estabelecido no Artigo 151.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado um mesmo fator multiplicativo.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2019 é determinada de acordo com o descrito no documento "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	0,483
		Contratada	0,042
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228
		Capacitiva	0,0171

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	2,439
		Contratada	0,403
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
		Horas cheias	0,0021
		Horas de vazio normal	0,0014
		Horas de super vazio	0,0010
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0024
		Horas cheias	0,0020
		Horas de vazio normal	0,0013
		Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0248
		Capacitiva	0,0187

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT			PREÇOS
Potência		**(EUR/kW.mês)**	
		Horas de ponta	6,724
		Contratada	0,711
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0053
		Horas cheias	0,0044
		Horas de vazio normal	0,0031
		Horas de super vazio	0,0017
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0049
		Horas cheias	0,0041
		Horas de vazio normal	0,0029
		Horas de super vazio	0,0017
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0296
		Capacitiva	0,0226

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		horas de ponta	contratada	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	Fornecida	Recebida
AT	4	0,483	0,042	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0228	0,0171
MT	4	0,569	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,624	-	0,0010	0,0008	0,0006	0,0004	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0084	0,0008	0,0005		0,0084	0,0008	0,0005		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0087	0,0008	0,0005		0,0087	0,0008	0,0005		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0026		0,0005		0,0026		0,0005		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0018				0,0018				-	-

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		horas de ponta	contratada	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	Fornecida	Recebida
MT	4	2,439	0,403	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0248	0,0187
BTE	4	3,307	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0422	0,0022	0,0013		0,0422	0,0022	0,0013		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0435	0,0023	0,0014		0,0435	0,0023	0,0014		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0114		0,0014		0,0114		0,0014		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0074				0,0074				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BTN, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		horas de ponta	contratada	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	Fornecida	Recebida
BTE	4	6,724	0,711	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0296	0,0226
BTN>	3	-	0,711	0,0265	0,0256	0,0026		0,0265	0,0256	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,711	0,0237	0,0228	0,0027		0,0237	0,0228	0,0027		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,711	0,0230		0,0027		0,0230		0,0027		-	-
BTN simples	2	-	0,711	0,0149				0,0149				-	-

4.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.5.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2019 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 no Setor Elétrico em 2019".

Os preços da tarifa transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA			PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0801
		Horas cheias	0,0748
		Horas de vazio normal	0,0603
		Horas de super vazio	0,0533
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0742
		Horas cheias	0,0699
		Horas de vazio normal	0,0576
		Horas de super vazio	0,0560

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-28.

Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº 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
AT	4	0,0814	0,0759	0,0610	0,0539	0,0754	0,0709	0,0583	0,0566
MT	4	0,0852	0,0791	0,0631	0,0553	0,0790	0,0739	0,0603	0,0581
BTE	4	0,0935	0,0860	0,0678	0,0578	0,0866	0,0803	0,0648	0,0607
BTN>	3	0,0908	0,0831	0,0641		0,0908	0,0831	0,0641	
BTN< tri-horárias	3	0,0918	0,0837	0,0648		0,0918	0,0837	0,0648	
BTN bi-horárias	2	0,0855		0,0648		0,0855		0,0648	
BTN simples	1	0,0772				0,0772			

De acordo com o previsto no Artigo 144.º - A do Regulamento Tarifário, os parâmetros β_t e μ_t, para o ano de 2019, são os seguintes:

$\beta_t = 0,5$

$\mu_t = 0,01$ €/kWh

4.5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento da "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	6,19	0,20340
Energia ativa	**(EUR/kWh)**	
	0,0009	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	**PREÇOS**	
Termo tarifário fixo	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	1,43	0,04710
Energia ativa	**(EUR/kWh)**	
	0,0001	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	**PREÇOS**	
Termo tarifário fixo	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	0,82	0,02680
Energia ativa	**(EUR/kWh)**	
	0,0046	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2019.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2019

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Horas de ponta	1,410	0,0464
		Contratada	0,684	0,0225
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0270	
		Horas cheias	0,0218	
		Horas de vazio normal	0,0136	
		Horas de super vazio	0,0136	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0269	
		Horas cheias	0,0218	
		Horas de vazio normal	0,0136	
		Horas de super vazio	0,0136	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228	
		Capacitiva	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Horas de ponta	3,271	0,1075
		Contratada	0,623	0,0205
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0349	
		Horas cheias	0,0261	
		Horas de vazio normal	0,0138	
		Horas de super vazio	0,0136	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0348	
		Horas cheias	0,0261	
		Horas de vazio normal	0,0138	
		Horas de super vazio	0,0136	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228	
		Capacitiva	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Horas de ponta	5,928	0,1949
		Contratada	0,984	0,0324
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0499	
		Horas cheias	0,0387	
		Horas de vazio normal	0,0143	
		Horas de super vazio	0,0136	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0496	
		Horas cheias	0,0384	
		Horas de vazio normal	0,0142	
		Horas de super vazio	0,0137	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0248	
		Capacitiva	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Horas de ponta	13,857	0,4556
		Contratada	1,292	0,0425
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0742	
		Horas cheias	0,0531	
		Horas de vazio normal	0,0215	
		Horas de super vazio	0,0192	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0734	
		Horas cheias	0,0527	
		Horas de vazio normal	0,0210	
		Horas de super vazio	0,0193	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0296	
		Capacitiva	0,0226	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa tri-horária	27,6	35,74	1,1751
		34,5	44,68	1,4688
		41,4	53,61	1,7626
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1929	
		Horas cheias	0,0631	
		Horas de vazio	0,0149	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,49	0,0490
		2,3	2,98	0,0979
		3,45	4,47	0,1469
		4,6	5,96	0,1958
		5,75	7,45	0,2448
		6,9	8,94	0,2938
		10,35	13,40	0,4407
		13,8	17,87	0,5875
		17,25	22,34	0,7344
		20,7	26,81	0,8813
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,0716	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0970	
		Horas de vazio	0,0331	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1825	
		Hora cheia	0,0725	
		Hora vazio	0,0331	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP (>20,7 kW)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Contratada	1,295	0,0426
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1929	
		Horas cheias	0,0631	
		Horas de vazio	0,0149	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP (≤20,7 kW)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Contratada	1,295	0,0426
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,0716	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0970	
		Horas de vazio	0,0331	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1825	
		Hora cheia	0,0725	
		Hora vazio	0,0331	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas de Acesso às Redes em IP aplicam-se a um único circuito de IP que agrega de forma virtual todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação, conforme descrito no documento da "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2019, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

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	70%
AT	64%
MT	56%
BTE	58%
BTN > 20,7 kVA	54%
BTN ≤ 20,7 kVA	62%

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO PROJETO-PILOTO DE APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Após um processo de consulta pública prévia a ERSE aprovou com a Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, as regras dos dois projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

Concluída a fase de apresentação de candidaturas para a participação nos projetos-piloto por parte dos clientes interessados, concluiu-se que o número de clientes interessados para a participação no projeto-piloto de introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes não atingiu a dimensão mínima necessária para permitir posteriormente uma análise de benefício-custo com resultados robustos. Consequentemente, iniciou-se a 1 de junho de 2018 apenas o projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, cuja conclusão está prevista para 31 de maio de 2019.

O artigo 13.º da Diretiva da ERSE n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, define as regras para a determinação dos preços da tarifa de acesso às redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT aos clientes participantes no projeto-piloto, cujos valores dependem das tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE, no âmbito do processo anual de decisão tarifária. Com a aprovação das tarifas e preços para o ano tarifário de 2019,

torna-se necessário publicar as tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes participantes no projeto-piloto para o período entre 1 de janeiro de 2019 e 31 de maio de 2019.

No caso dos preços da potência em horas de super ponta e da potência em horas de ponta normal estes resultam da aplicação dos fatores multiplicativos, referidos no número 2.º do artigo 13.º, aos preços da potência em horas de ponta das tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE.[34] No caso dos preços da energia ativa são iguais à média dos preços de energia ativa trimestrais do período horário correspondente das tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE.[35] Os preços da potência contratada e da energia reativa são iguais aos respetivos preços das tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE.[36]

Deste modo, importa publicar as tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes participantes no projeto-piloto para o período entre 1 de janeiro de 2019 e 31 de maio de 2019.

[34] Números 1 e 3 do artigo 13.º Diretiva da ERSE n.º 6/2018, de 27 de fevereiro.

[35] Número 5 do artigo 13.º Diretiva da ERSE n.º 6/2018, de 27 de fevereiro.

[36] Números 4 e 6 do artigo 13.º Diretiva da ERSE n.º 6/2018, de 27 de fevereiro.

Quadro 4-32 - Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT aos clientes participantes no projeto-piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes para o ano 2019

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
	Horas de super ponta	0,754	0,0248
	Horas de ponta normal	0,656	0,0216
	Contratada	0,684	0,0225
Energia activa		**(EUR/kWh)**	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0270	
	Horas cheias	0,0218	
	Horas de vazio normal	0,0136	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva		**(EUR/kvarh)**	
	Fornecida	0,0228	
	Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
	Horas de super ponta	1,822	0,0599
	Horas de ponta normal	1,449	0,0476
	Contratada	0,623	0,0205
Energia activa		**(EUR/kWh)**	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0349	
	Horas cheias	0,0261	
	Horas de vazio normal	0,0138	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva		**(EUR/kvarh)**	
	Fornecida	0,0228	
	Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
	Horas de super ponta	3,456	0,1136
	Horas de ponta normal	2,472	0,0813
	Contratada	0,984	0,0324
Energia activa		**(EUR/kWh)**	
Períodos I, II, III e IV	Horas de ponta	0,0498	
	Horas cheias	0,0386	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0137	
Energia reactiva		**(EUR/kvarh)**	
	Fornecida	0,0248	
	Recebida	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 5

4.8 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT

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

Pretende-se com esta nova tarifa de acesso 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 permite 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 tem 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 2019, por forma a mitigar os impactes tarifários da presente alteração, os preços desta tarifa são calculados de modo a repercutir 60% do diferencial de preços entre a tarifa de uso global do sistema em BT, ajustada para perdas para a MT, e a tarifa de uso global do sistema em MT. Pretende-se assim assegurar que o estabelecido no Regulamento Tarifário seja cumprido até ao final do atual período de regulação, para que os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT se apropriem das tarifas de acesso às redes em BT e seja feita a devolução das tarifas de acesso a montante.

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, para o ano de 2019, apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT			PREÇOS	
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
		Horas de ponta	5,928	0,1949
		Contratada	0,984	0,0324
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0662	
		Horas cheias	0,0464	
		Horas de vazio normal	0,0225	
		Horas de super vazio	0,0214	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0659	
		Horas cheias	0,0461	
		Horas de vazio normal	0,0224	
		Horas de super vazio	0,0215	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0248	
		Capacitiva	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade apresentam-se no Quadro 4-34.

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORDs E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT											
TARIFAS POR ATIVIDADE	**Nº períodos horários**	**Potência (EUR/kW.mês)**		**Energia ativa (EUR/kWh)**							
				Períodos I e IV				Períodos II e III			
		horas de ponta	contratada	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
USO GLOBAL DO SISTEMA	4	-	0,581	0,0617	0,0426	0,0199	0,0194	0,0617	0,0426	0,0199	0,0194
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT	4	2,92	-	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT	4	0,569	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT	4	2,439	0,403	0,0026	0,0021	0,0014	0,001	0,0024	0,002	0,0013	0,001
OLMC	-	-	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-

4.9 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, estabeleceu a organização, o acesso e o exercício das atividades

de mobilidade elétrica e procedeu ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade elétrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos elétricos.

Dando cumprimento ao estabelecido no artigo 54.º do referido Decreto-Lei, a ERSE aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica, Regulamento n.º 464/2011 de 3 de agosto.

De acordo com o artigo 18.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica, os procedimentos associados à fixação e atualização da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade são os definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico.

De acordo com os artigos 22.º e 27.º do mesmo regulamento, a tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade aplica-se às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos, sendo que os preços da tarifa de Acesso em MT, BTE e BTN, definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico, são convertidos para preços de energia por período tarifário, em Euros por kWh, nas entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE). Visando promover o desenvolvimento eficiente da rede de mobilidade elétrica opta-se por passar a publicar preços com diferenciação horária, garantindo a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica têm assim uma estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, consequentemente 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, verificando-se que os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

Aplicam-se a estas tarifas o ciclo diário e o ciclo semanal, de acordo com o Artigo 31.º do Regulamento Tarifário.

As quantidades associadas à energia entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos Pontos de Carregamento da rede de mobilidade elétrica. As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a todos os carregamentos da Mobilidade Elétrica, nos Pontos de Carregamento a UVE, são as seguintes:

Quadro 4-35 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		**(EUR/kWh)**
Baixa Tensão - Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1913
	Horas cheias	0,0813
	Horas de vazio	0,0419

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		**(EUR/kWh)**
Baixa Tensão - Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1058
	Horas de vazio	0,0419

Os preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-36.

Quadro 4-36 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES TRI-HORÁRIAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)		
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	3	0,0701	0,0497	0,0317
Uso da Rede de Transporte em AT	3	0,0405	0,0009	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	3	0,0087	0,0008	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	3	0,0435	0,0023	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	3	0,0285	0,0276	0,0075
OLMC	3	0,0000	0,0000	0,0000

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES BI-HORÁRIAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)	
		Horas fora de vazio	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	2	0,0543	0,0317
Uso da Rede de Transporte em AT	2	0,0097	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	2	0,0026	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	2	0,0114	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	2	0,0278	0,0075
OLMC	2	0,0000	0,0000

4.10 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória de venda aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso aos clientes que não exerçam o direito de mudança para o mercado livre foi estendido até 31 de dezembro de 2020 (Portaria n.º 144/2017).

Mais recentemente, foi estabelecido 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.

As Tarifas Transitórias em MAT encontram-se extintas. As Tarifas Transitórias em AT, MT, e BT 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. No seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, nas tarifas transitórias em BTN não se aplica qualquer fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da

Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro $\Upsilon_{i,p}$.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $\Upsilon_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período *p* seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo.

No Quadro 4-37 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2019, para os fornecimentos em AT, MT e BTE, determinados com base nos valores do parâmetro $\Upsilon_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e Ce_p. Os fatores de agravamento em BTN são nulos.

Quadro 4-37 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2019

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	Ce_p	$Te'_{i,p-1}-Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
AT	77,60	66,79	10,81	12,18	22,99
MT	80,17	71,20	8,97	5,23	14,20
BTE	80,16	78,15	2,01	9,64	11,65

$Te'_{(i,p-1)}$ corresponde ao preço médio da tarifa de energia implícita nas tarifas de venda a clientes finais transitórias, por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT e BTE) no referencial de consumo, no período anterior p-1, integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios e bem como eventuais fatores de agravamento aplicáveis, isto é o valor da tarifa de energia implícita nas TVCF de 2018 acrescida de fator de agravamento.

A variável Ce_p corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT e BTE) no referencial de consumo, espectável no período p, integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios, liquida de qualquer fator de agravamento.

A variável $\Upsilon_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2019, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do Membro do Governo responsável pela área de energia.

Por fim, a variável resultante $FA_{(i,p)}$ corresponde ao fator de agravamento das tarifas do CUR, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2019, a cada um dos segmentos de consumidores.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT, MT, BTE e BTN a vigorarem a partir de1 de janeiro de 2019.

Quadro 4-38 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2019

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
			74,64	2,4541
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	6,445	0,2119
		Contratada	0,880	0,0289
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	6,246	0,2054
		Contratada	0,727	0,0239
Tarifa de curtas utilizações		Horas de ponta	12,653	0,4160
		Contratada	0,527	0,0173
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1220	
		Horas cheias	0,0997	
		Horas de vazio normal	0,0758	
		Horas de super vazio	0,0638	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1209	
		Horas cheias	0,1008	
		Horas de vazio normal	0,0769	
		Horas de super vazio	0,0711	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1344	
		Horas cheias	0,1020	
		Horas de vazio normal	0,0758	
		Horas de super vazio	0,0662	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1355	
		Horas cheias	0,1037	
		Horas de vazio normal	0,0787	
		Horas de super vazio	0,0711	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1570	
		Horas cheias	0,1149	
		Horas de vazio normal	0,0759	
		Horas de super vazio	0,0678	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1565	
		Horas cheias	0,1145	
		Horas de vazio normal	0,0787	
		Horas de super vazio	0,0717	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0228	
		Capacitiva	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
			46,07	1,5145
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	10,087	0,3316
		Contratada	1,544	0,0508
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	10,164	0,3342
		Contratada	1,456	0,0479
Tarifa de curtas utilizações		Horas de ponta	14,801	0,4866
		Contratada	0,646	0,0212
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1382	
		Horas cheias	0,1101	
		Horas de vazio normal	0,0777	
		Horas de super vazio	0,0666	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1408	
		Horas cheias	0,1124	
		Horas de vazio normal	0,0791	
		Horas de super vazio	0,0728	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1441	
		Horas cheias	0,1136	
		Horas de vazio normal	0,0783	
		Horas de super vazio	0,0678	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1495	
		Horas cheias	0,1132	
		Horas de vazio normal	0,0814	
		Horas de super vazio	0,0728	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2128	
		Horas cheias	0,1205	
		Horas de vazio normal	0,0817	
		Horas de super vazio	0,0728	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2121	
		Horas cheias	0,1201	
		Horas de vazio normal	0,0821	
		Horas de super vazio	0,0765	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0248	
		Capacitiva	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
			24,64	0,8101
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	15,644	0,5143
		Contratada	0,699	0,0230
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	21,337	0,7015
		Contratada	1,521	0,0500
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2176	
		Horas cheias	0,1335	
		Horas de vazio normal	0,0911	
		Horas de super vazio	0,0799	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2172	
		Horas cheias	0,1328	
		Horas de vazio normal	0,0910	
		Horas de super vazio	0,0802	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1619	
		Horas cheias	0,1290	
		Horas de vazio normal	0,0860	
		Horas de super vazio	0,0755	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1602	
		Horas cheias	0,1290	
		Horas de vazio normal	0,0855	
		Horas de super vazio	0,0755	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0296	
		Capacitiva	0,0226	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		**(kVA)**	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa de médias utilizações	27,6	38,63	1,2700
		34,5	48,10	1,5814
		41,4	57,57	1,8928
	Tarifa de longas utilizações	27,6	92,83	3,0518
		34,5	115,90	3,8105
		41,4	138,97	4,5690
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2932	
		Horas cheias	0,1508	
		Horas de vazio	0,0837	
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2360	
		Horas cheias	0,1365	
		Horas de vazio	0,0806	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		**(kVA)**	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,00	0,1645
		4,6	6,50	0,2138
		5,75	7,99	0,2628
		6,9	9,48	0,3118
		10,35	13,96	0,4589
		13,8	18,43	0,6060
		17,25	22,91	0,7531
		20,7	27,38	0,9001
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1557	
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1559	
	Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1875	
		Horas de vazio	0,1024	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
		Horas de vazio	0,1025	
	Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2246	
		Horas de cheias	0,1682	
		Horas de vazio	0,1024	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2287	
		Horas de cheias	0,1704	
		Horas de vazio	0,1025	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA 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	2,47	0,0811
		2,3	4,33	0,1423
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1447	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1875	
		Horas de vazio	0,1024	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2246	
		Horas de cheias	0,1682	
		Horas de vazio	0,1024	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		**(kVA)**	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa tri-horária	27,6	29,93	0,9840
		34,5	37,41	1,2299
		41,4	44,88	1,4754
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2995	
		Horas cheias	0,1550	
		Horas de vazio	0,0837	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		**(kVA)**	**(EUR/mês)**	**(EUR/dia) ***
	Tarifa simples	3,45	2,23	0,0734
		4,6	3,13	0,1031
		5,75	4,04	0,1327
		6,9	4,94	0,1623
		10,35	7,46	0,2451
		13,8	10,03	0,3297
		17,25	12,54	0,4121
		20,7	15,16	0,4985
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,90	0,1611
		4,6	6,23	0,2050
		5,75	7,53	0,2476
		6,9	8,93	0,2935
		10,35	11,81	0,3884
		13,8	14,39	0,4730
		17,25	16,89	0,5554
		20,7	19,53	0,6421
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1741	
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1775	
	Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2008	
		Horas de vazio	0,1014	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2009	
		Horas de vazio	0,1020	
	Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,3251	
		Horas de cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1014	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3251	
		Horas de cheias	0,1708	
		Horas de vazio	0,1020	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
	Tarifa de médias utilizações		1,39	0,0459
	Tarifa de longas utilizações		3,36	0,1105
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2932	
		Horas cheias	0,1508	
		Horas de vazio	0,0837	
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2360	
		Horas cheias	0,1365	
		Horas de vazio	0,0806	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia) ***
			1,50	0,0493
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1557	
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1559	
	Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1875	
		Horas de vazio	0,1024	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
		Horas de vazio	0,1025	
	Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2246	
		Horas de cheias	0,1682	
		Horas de vazio	0,1024	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2287	
		Horas de cheias	0,1704	
		Horas de vazio	0,1025	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Em 2019, mantem-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, 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 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

4.11 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

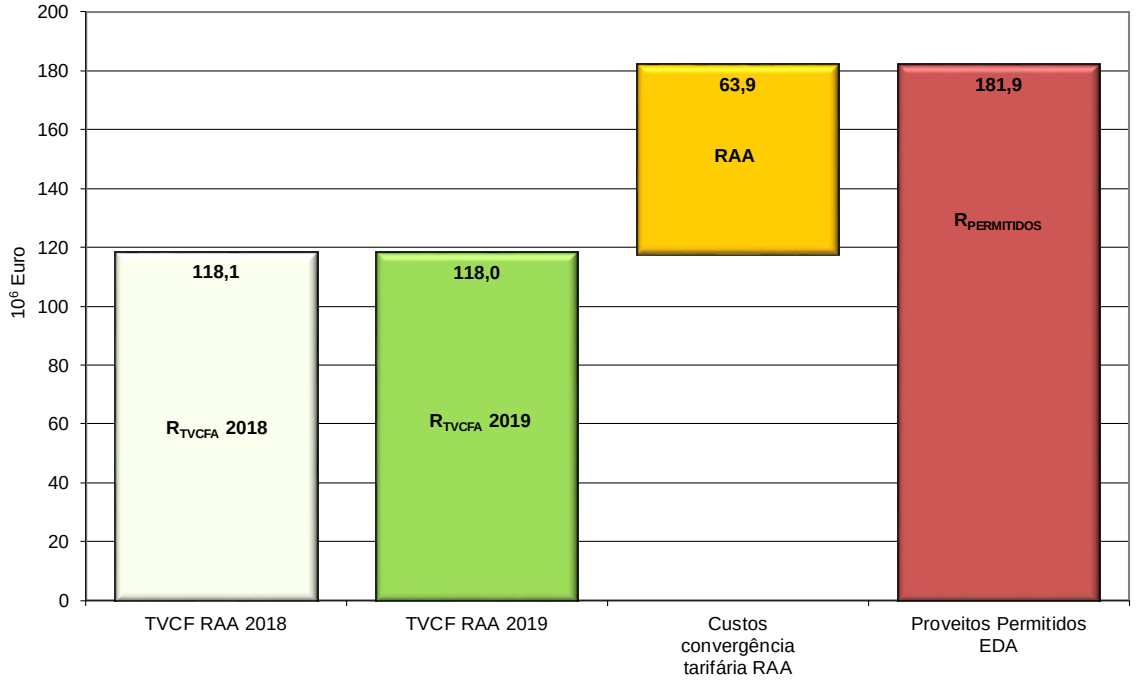
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 da RAA e de Portugal continental em 2019 encontra-se descrito no documento "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2019 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS ("RAA").

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2019 da RAA



RTVCFA 2018 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2018
RTVCFA 2019 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2019
RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS
Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EDA em 2019

A aplicação em 2019 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2018 proporcionaria 118,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 118,0 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

4.11.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2019

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2019, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-39 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2019

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
			24,03	0,7901
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		Horas de ponta	8,782	0,2887
		Contratada	1,206	0,0397
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1260	
		Horas cheias	0,1065	
		Horas de vazio normal	0,0733	
		Horas de super vazio	0,0625	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1251	
		Horas cheias	0,1064	
		Horas de vazio normal	0,0747	
		Horas de super vazio	0,0700	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0258	
		Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
			6,17	0,2029
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		Horas de ponta	19,386	0,6374
		Contratada	1,252	0,0411
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1457	
		Horas cheias	0,1268	
		Horas de vazio normal	0,0830	
		Horas de super vazio	0,0739	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1452	
		Horas cheias	0,1268	
		Horas de vazio normal	0,0830	
		Horas de super vazio	0,0739	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0309	
		Capacitiva	0,0231	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
	Tarifa tri-horária	27,6	38,45	1,2642
		34,5	47,92	1,5754
		41,4	57,38	1,8865
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3006	
		Horas cheias	0,1508	
		Horas de vazio	0,0814	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
	Tarifa simples	3,45	5,01	0,1648
		4,6	6,53	0,2146
		5,75	7,96	0,2618
		6,9	9,45	0,3108
		10,35	13,88	0,4562
		13,8	18,29	0,6014
		17,25	22,66	0,7448
		20,7	27,30	0,8975
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,15	0,1694
		4,6	6,69	0,2199
		5,75	8,12	0,2668
		6,9	9,65	0,3174
		10,35	14,14	0,4648
		13,8	18,62	0,6122
		17,25	23,11	0,7596
		20,7	27,30	0,8975
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1607	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1908	
		Horas de vazio	0,1000	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2237	
		Horas cheias	0,1651	
		Horas de vazio	0,1000	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,11	0,0693
		2,3	3,78	0,1243
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1535	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1908	
		Horas de vazio	0,1000	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2237	
		Hora cheia	0,1651	
		Hora vazio	0,1000	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		1,39	0,0457
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3006
		Horas cheias	0,1508
		Horas de vazio	0,0814

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		1,42	0,0466
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples	0,1607	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1908
		Horas de vazio	0,1000
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2237
		Horas cheias	0,1651
		Horas de vazio	0,1000

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.12 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

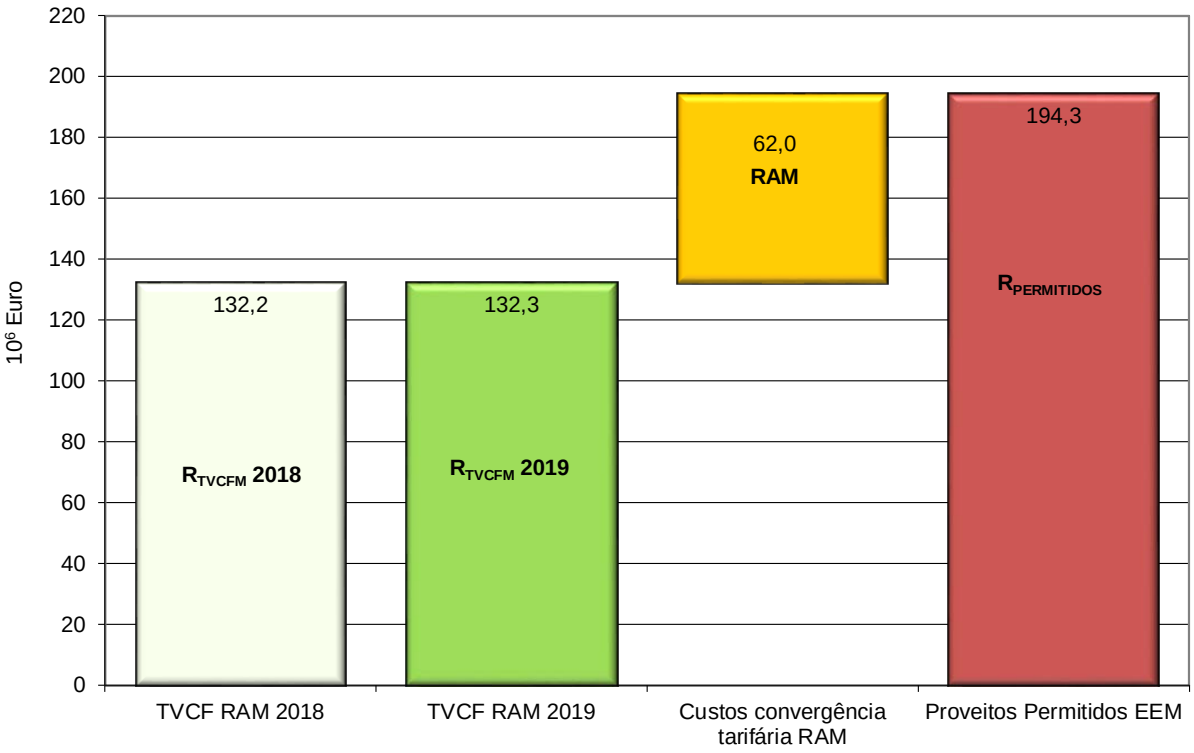
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 da RAM e de Portugal continental em 2019 encontra-se descrito no documento "Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2019".

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2019 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS ("RAM").

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2019 da RAM



RTVCFM 2018 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2018
RTVCFM 2019 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2019
RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS
Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EEM em 2019

A aplicação em 2019 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2018 proporcionaria 132,2 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona

132,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

4.12.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2019

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2019, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2019

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
			16,64	0,5471
Potência			**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		Horas de ponta	8,740	0,2873
		Contratada	1,192	0,0392
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1235	
		Horas cheias	0,1048	
		Horas vazio normal	0,0727	
		Horas super vazio	0,0613	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1206	
		Horas cheias	0,1045	
		Horas vazio normal	0,0741	
		Horas super vazio	0,0690	
Energia reativa			**(EUR/kvarh)**	
		Indutiva	0,0257	
		Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
		7,90	0,2598
Potência		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
	Horas de ponta	19,744	0,6491
	Contratada	1,228	0,0404
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1473	
	Horas cheias	0,1271	
	Horas vazio normal	0,0835	
	Horas super vazio	0,0741	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1463	
	Horas cheias	0,1271	
	Horas vazio normal	0,0835	
	Horas super vazio	0,0741	
Energia reativa		**(EUR/kvarh)**	
	Indutiva	0,0308	
	Capacitiva	0,0235	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
Tarifa tri-horária	27,6	33,74	1,1093
	34,5	41,34	1,3590
	41,4	48,92	1,6082
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3013	
	Horas cheias	0,1498	
	Horas de vazio	0,0753	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
	Tarifa simples	3,45	4,97	0,1635
		4,6	6,47	0,2128
		5,75	7,90	0,2599
		6,9	9,38	0,3085
		10,35	13,82	0,4545
		13,8	18,22	0,5991
		17,25	22,62	0,7436
		20,7	27,02	0,8882
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,07	0,1668
		4,6	6,58	0,2164
		5,75	8,00	0,2629
		6,9	9,51	0,3126
		10,35	13,99	0,4600
		13,8	18,47	0,6071
		17,25	22,96	0,7548
		20,7	27,45	0,9025
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1601	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
		Horas de vazio	0,0997	
	Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2185	
		Horas cheia	0,1684	
		Horas vazio	0,0997	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)***
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,02	0,0666
		2,3	3,59	0,1181
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1518	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
		Horas de vazio	0,0997	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2185	
		Hora cheia	0,1684	
		Hora vazio	0,0997	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
		1,20	0,0395
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3013	
	Horas cheias	0,1498	
	Horas de vazio	0,0753	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		**(EUR/kW.mês)**	**(EUR/kW.dia)***
Tarifa simples		1,40	0,0460
Energia ativa		**(EUR/kWh)**	
Tarifa simples		0,1601	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
	Horas de vazio	0,0997	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2185	
	Horas cheia	0,1684	
	Horas vazio	0,0997	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.13 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/72/EC, de 13 de julho.

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 a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, 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.

A referida Lei n.º 7-A/2016, nos termos do artigo 215.º, 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, integrando-se na tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a atribuição dos descontos de forma harmonizada aos consumidores vulneráveis por todos os comercializadores.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. O valor aprovado para 2019 é um desconto de 33,8% sobre as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o referido desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

O desconto das tarifas de acesso às redes é idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. Adicionalmente são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de acesso às redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global de 33,8%. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de

velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo[37], ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2018 a cerca de 770 mil clientes em Portugal Continental e cerca de 43,5 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

No Quadro 4-41 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2019 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. Entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

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

4.13.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2019

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorarem em 2019.

[37] Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5.808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufira qualquer rendimento, até um máximo de 10.

Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2019

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)			**PREÇOS**	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,05	0,0018
		2,3	0,11	0,0037
		3,45	0,16	0,0054
		4,6	0,23	0,0075
		5,7	0,29	0,0094
		6,9	0,34	0,0111
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,0393	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0642	
		Horas de vazio	0,0003	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1497	
		Hora cheia	0,0397	
		Hora vazio	0,0003	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

Quadro 4-43 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2019

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)			**PREÇOS**	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,43	0,0472
		2,3	2,87	0,0942
		3,45	4,30	0,1415
		4,6	5,73	0,1883
		5,7	7,16	0,2354
		6,9	8,60	0,2827
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,0323	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0328	
		Horas de vazio	0,0328	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0328	
		Hora cheia	0,0328	
		Hora vazio	0,0328	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores indicados no Quadro 4-43 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA referidas no Quadro 4-30 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-42, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.13.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2019

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso 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	0,70	0,0230
		4,6	0,78	0,0255
		5,7	0,83	0,0274
		6,9	0,89	0,0291
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1234	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1547	
		Horas de vazio	0,0696	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1918	
		Horas de cheias	0,1354	
		Horas de vazio	0,0696	

* 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	1,03	0,0339
		2,3	1,46	0,0481
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1124	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1547	
		Horas de vazio	0,0696	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1918	
		Horas de cheias	0,1354	
		Horas de vazio	0,0696	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 na Região Autónoma dos Açores

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples	3,45	0,71	0,0233
		4,6	0,80	0,0263
		5,75	0,80	0,0264
		6,9	0,85	0,0281
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,85	0,0279
		4,6	0,96	0,0316
		5,75	0,96	0,0314
		6,9	1,06	0,0347
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1284	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1580	
		Horas de vazio	0,0672	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1909	
		Horas cheias	0,1323	
		Horas de vazio	0,0672	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,67	0,0221
		2,3	0,92	0,0301
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1212	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1580	
		Horas de vazio	0,0672	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1909	
		Horas de cheias	0,1323	
		Horas de vazio	0,0672	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2019 na Região Autónoma da Madeira

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples	3,45	0,67	0,0220
		4,6	0,75	0,0245
		5,75	0,75	0,0245
		6,9	0,78	0,0258
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,77	0,0253
		4,6	0,84	0,0275
		5,75	0,84	0,0275
		6,9	0,91	0,0299
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1278	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1560	
		Horas de vazio	0,0669	
	Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1857	
		Horas cheia	0,1356	
		Horas vazio	0,0669	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			**(EUR/mês)**	**(EUR/dia)**
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,59	0,0194
		2,3	0,73	0,0239
Energia ativa			**(EUR/kWh)**	
	Tarifa simples		0,1195	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1560	
		Horas de vazio	0,0669	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1857	
		Horas de cheias	0,1356	
		Horas de vazio	0,0669	

* RRC art. 119.º, n.º 6

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2019

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 89.º
δ_{t-2}	0,75%	*Spread* de 2017, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50%	*Spread* de 2018, em pontos percentuais	-
-	1 197	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano *t*	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	16 960	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano *t*	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 92.º
$r_{Itr,II}$	1,41%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 92.º
$FCE_{URT,t}$	29 967	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano *t*	Art.º 95.º
$VCE_{i_{URT,t}}$	5 063,43342	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite no ano *t* (em €/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{i_{URT,t}}$	398,04202	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o ano *t* (em €/km)	Art.º 95.º
$r_{CA,URT,t}$	5,17%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano *t*, em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CREF,URT,t}$	5,92%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano *t*, em percentagem	Art.º 95.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_{CEG}	5,98%	Taxa de encargos de estrutura e gestão aplicável no mecanismo de custos de referência para os investimentos da atividade de TEE em 2019	Art.º 95.º
$r_{URD,t}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22179	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	0,98153	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por MWh	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	533,54330	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 102.º
$VC_{i_{URD,BT,1}}$	1157,45602	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento, para o nível de tensão de BT, em milhões de euros por taxa de remuneração	Art.º 103.º
$VC_{i_{URD,BT,1}}$	2185,94192	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à potência instalada, para o nível de tensão de BT, em euros por MVA	Art.º 103.º
$VC_{i_{URD,BT,1}}$	313,12284	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada aos quilómetros de rede, para o nível de tensão de BT, em euros por km	Art.º 103.º
$VC_{i_{URD,BT,1}}$	35,21474	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes, para o nível de tensão de BT, em euros por cliente	Art.º 103.º
$r^{CR}_{CVPRE,t}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 105.º
$r^{CR}_{CVEE,t}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 106.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{NT,\,t}$	29	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,NT,t}$	76,07380	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTE,\,t}$	36	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTE,t}$	44,76475	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTN,\,t}$	10 021	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTN,t}$	11,74803	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 109.º
δ_{t-2}	0,75	*Spread* de 2017, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50	*Spread* de 2018, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$r_t^{A^{AGS}}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 111.º
$FC_t^{A^{AGS}}$	12 662	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 111.º
$r_t^{A^D}$	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{AT/MT,t}^{A^D}$	2 528	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^{A^D}$	0,00445	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{i_{AT/MT,t}}^{A^D}$	1,64851	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$FC_{BT,t}^{A^D}$	4 025	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{i_{BT,t}}^{A^D}$	0,00441	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{i_{BT,t}}^{A^D}$	0,01628	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$r_t^{A^C}$	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 115.º
$F_{MT,t}^{A^C}$	153	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^{A^C}$	0,19955	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$F_{BT,t}^{A^C}$	3 109	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^{A^C}$	0,02516	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$r_t^{M^{AGS}}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 118.º
$FC_t^{M^{AGS}}$	12 998	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 118.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^{M^D}$	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 121.º
$FC_{AT/MT,t}^{M^D}$	2 359	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^{M^D}$	0,00560	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^{M^D}$	3,87312	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$FC_{BT,t}^{M^D}$	6 196	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i_{BT,t}}^{M^D}$	0,00531	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{i_{BT,t}}^{M^D}$	0,02269	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$r_t^{M^C}$	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	228	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	0,74851	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$F_{BT,t}^{M^C}$	2 053	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{BT,t}^{M^C}$	0,01504	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$V_{p,t-2}$	0,01749	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º [38]

Os parâmetros a aplicar para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{CE_{GS}}$	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem	Art.º 92.º
X_{FCE}	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 95.º
$X_{VCE_{URT,i}}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
X_{SUB}	3,0%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em subestações	Art.º 95.º
X_{LIN}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em linhas	Art.º 95.º
X_{CEG}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável ao valor de referência da taxa de encargos de estrutura e gestão	Art.º 95.º
$X_{FCE,NT}$	2,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º

[38] Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VCE,URD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCE,URD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 102.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado às condições de financiamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado à potência instalada, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado aos quilómetros de rede da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado ao número de clientes da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{C,V,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,v,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{FC}^{A^{AGS}}$	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X^{A^D}_{FC,AT/MT,BT}$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X^{A^D}_{VC_{ef,nc,,AT/MT,BT}}$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X^{A^C}_{F_{MT\ e\ BT}}$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X^{A^C}_{V_{MT\ e\ BT}}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X^{M^{AGS}}_{FC}$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 118.º
$X^{M^D}_{FC,\ AT/MTe\ BT}$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X^{M^D}_{VC_{i,\ AT/MT\ e\ BT}}$	3,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X^{M^C}_{F_{MT\ e\ BT}}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$X^{M^C}_{V_{MT\ e\ BT}}$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
Δr_{RI}	1,5%	Parâmetro que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}	50%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr^{A}_{RI}	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAA aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
α_{RI}^{A}	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAA, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr_{RI}^{M}	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAM aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}^{M}	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAM, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2018}$	0,000134×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2019}$	0,000134×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2020}$	0,000133×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
ΔV	0,12x END_{REF}	Valor de variação da END_{REF}, expressa em kWh	Art.º 131.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 131.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
SAIDI MT $5\%_{REF\ 2018}$	550,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2018, expresso em minutos	Art.º 131.º
SAIDI MT $5\%_{REF\ 2019}$	510,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2019, expresso em minutos	Art.º 131.º
SAIDI MT $5\%_{REF\ 2020}$	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2020, expresso em minutos	Art.º 131.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT $5\%_{REF}$, expresso em minutos	Art.º 131.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 131.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS2_{mín}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
P_{REF}	7,80%	Valor das perdas de referência (%) no referencial de saída	Art.º 128.º
V_p	€/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas, a definir anualmente pela ERSE	Art.º 128.º
ΔZ	1,20%	Variação da banda morta (%)	Art.º 128.º
ΔP	4,20%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 128.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{REI,max,1}$	32 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,2}$	25 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho intermédio da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,3}$	0	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho inferior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$Pact_{min,1}$	42%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT	Art.º 139.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$Pact_{min,2}$	43,7%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho intermédio da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,3}$	45%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho inferior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{max}$	53%	Parâmetro que limita o valor máximo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, aplicável a todos os níveis de desempenho funcional	Art.º 139.º
$I_{QS\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QS}	Art.º 139.º
$I_{Disponibilidade\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
α	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref1}$	20%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor mínimo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref2}$	27%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor máximo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$n_{\Delta I_{REI}}$	2	Fator multiplicativo associado à aplicação de penalidades decorrentes de ações de monitorização e fiscalização à aplicação do incentivo I_{REI}	Art.º 140.º

5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2019, totalizam € 63 887 574[39].

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2019
Janeiro	5 323 964
Fevereiro	5 323 964
Março	5 323 964
Abril	5 323 964
Maio	5 323 964
Junho	5 323 964
Julho	5 323 964
Agosto	5 323 964
Setembro	5 323 964
Outubro	5 323 964
Novembro	5 323 964
Dezembro	5 323 964
Total	63 887 574

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2019, são apresentados no Quadro 5-2. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2019, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2018, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2018, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social apurado para 2017, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2017 e o ajustamento provisório desta previsão efetuado nas tarifas de 2018.

[39] Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	557 343
Fevereiro	557 343
Março	557 343
Abril	557 343
Maio	557 343
Junho	557 343
Julho	557 343
Agosto	557 343
Setembro	557 343
Outubro	557 343
Novembro	557 343
Dezembro	557 343
Total	6 688 113

5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2019 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 61 996 370[40].

[40] Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2019
Janeiro	5 166 364
Fevereiro	5 166 364
Março	5 166 364
Abril	5 166 364
Maio	5 166 364
Junho	5 166 364
Julho	5 166 364
Agosto	5 166 364
Setembro	5 166 364
Outubro	5 166 364
Novembro	5 166 364
Dezembro	5 166 364
Total	61 996 370

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2019, são apresentados no Quadro 5-4. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2019, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2018, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2018, e o ajustamento definitivo ao valor dos descontos com a tarifa social de 2017, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2017, o ajustamento provisório desta previsão por comparação com a melhor estimativa disponível no cálculo das tarifas de 2018 e os descontos efetivamente concedidos em 2017.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	556 649
Fevereiro	556 649
Março	556 649
Abril	556 649
Maio	556 649
Junho	556 649
Julho	556 649
Agosto	556 649
Setembro	556 649
Outubro	556 649
Novembro	556 649
Dezembro	556 649
Total	6 679 793

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2018, são apresentados no Quadro 5-5. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2019, bem como o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2018, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2018, e o ajustamento definitivo da tarifa social de 2017, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2017, o correspondente ajustamento provisório efetuado nas tarifas de 2018 e os descontos efetivamente concedidos em 2017.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	9 843 124
Fevereiro	9 843 124
Março	9 843 124
Abril	9 843 124
Maio	9 843 124
Junho	9 843 124
Julho	9 843 124
Agosto	9 843 124
Setembro	9 843 124
Outubro	9 843 124
Novembro	9 843 124
Dezembro	9 843 124
Total	118 117 484

5.2.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2019, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2018 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2017.

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2019)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
EDP Produção	**6 685 703**	**EDP Produção**	**27 284 933**	**EDP Produção**	**64 831 783**	**Pebble Hydro**	**10 040**
Janeiro	557 142	Janeiro	2 273 744	Janeiro	5 402 649	Janeiro	837
Fevereiro	557 142	Fevereiro	2 273 744	Fevereiro	5 402 649	Fevereiro	837
Março	557 142	Março	2 273 744	Março	5 402 649	Março	837
Abril	557 142	Abril	2 273 744	Abril	5 402 649	Abril	837
Maio	557 142	Maio	2 273 744	Maio	5 402 649	Maio	837
Junho	557 142	Junho	2 273 744	Junho	5 402 649	Junho	837
Julho	557 142	Julho	2 273 744	Julho	5 402 649	Julho	837
Agosto	557 142	Agosto	2 273 744	Agosto	5 402 649	Agosto	837
Setembro	557 142	Setembro	2 273 744	Setembro	5 402 649	Setembro	837
Outubro	557 142	Outubro	2 273 744	Outubro	5 402 649	Outubro	837
Novembro	557 142	Novembro	2 273 744	Novembro	5 402 649	Novembro	837
Dezembro	557 142	Dezembro	2 273 744	Dezembro	5 402 649	Dezembro	837
Hidroelétrica do Guadiana	**2 687 327**	**Turbogás**	**10 853 507**	**Hidroelétrica do Guadiana**	**3 044 844**	**EH de Alto Tâmega e Barroso**	**113 604**
Janeiro	223 944	Janeiro	904 459	Janeiro	253 737	Janeiro	9 467
Fevereiro	223 944	Fevereiro	904 459	Fevereiro	253 737	Fevereiro	9 467
Março	223 944	Março	904 459	Março	253 737	Março	9 467
Abril	223 944	Abril	904 459	Abril	253 737	Abril	9 467
Maio	223 944	Maio	904 459	Maio	253 737	Maio	9 467
Junho	223 944	Junho	904 459	Junho	253 737	Junho	9 467
Julho	223 944	Julho	904 459	Julho	253 737	Julho	9 467
Agosto	223 944	Agosto	904 459	Agosto	253 737	Agosto	9 467
Setembro	223 944	Setembro	904 459	Setembro	253 737	Setembro	9 467
Outubro	223 944	Outubro	904 459	Outubro	253 737	Outubro	9 467
Novembro	223 944	Novembro	904 459	Novembro	253 737	Novembro	9 467
Dezembro	223 944	Dezembro	904 459	Dezembro	253 737	Dezembro	9 467
Endesa	**8 675 079**	**Tejo Energia**	**6 319 192**	**Green Vouga**	**766 949**	**Município de Ribeira de Pena**	**104 894**
Janeiro	722 923	Janeiro	526 599	Janeiro	63 912	Janeiro	8 741
Fevereiro	722 923	Fevereiro	526 599	Fevereiro	63 912	Fevereiro	8 741
Março	722 923	Março	526 599	Março	63 912	Março	8 741
Abril	722 923	Abril	526 599	Abril	63 912	Abril	8 741
Maio	722 923	Maio	526 599	Maio	63 912	Maio	8 741
Junho	722 923	Junho	526 599	Junho	63 912	Junho	8 741
Julho	722 923	Julho	526 599	Julho	63 912	Julho	8 741
Agosto	722 923	Agosto	526 599	Agosto	63 912	Agosto	8 741
Setembro	722 923	Setembro	526 599	Setembro	63 912	Setembro	8 741
Outubro	722 923	Outubro	526 599	Outubro	63 912	Outubro	8 741
Novembro	722 923	Novembro	526 599	Novembro	63 912	Novembro	8 741
Dezembro	722 923	Dezembro	526 599	Dezembro	63 912	Dezembro	8 741
				Energias Hidroelétricas	**0**	**HDR Hidroelétrica**	**107 535**
				Janeiro	0	Janeiro	8 961
				Fevereiro	0	Fevereiro	8 961
				Março	0	Março	8 961
				Abril	0	Abril	8 961
				Maio	0	Maio	8 961
				Junho	0	Junho	8 961
				Julho	0	Julho	8 961
				Agosto	0	Agosto	8 961
				Setembro	0	Setembro	8 961
				Outubro	0	Outubro	8 961
				Novembro	0	Novembro	8 961
				Dezembro	0	Dezembro	8 961

Total Tarifa Social	**131 485 389**

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito da garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento referente ao ano de 2018, cujos pagamentos são efetuados aos centros electroprodutores no ano seguinte àquele a que se reportam, nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	**2 820 652**
Janeiro	235 054
Fevereiro	235 054
Março	235 054
Abril	235 054
Maio	235 054
Junho	235 054
Julho	235 054
Agosto	235 054
Setembro	235 054
Outubro	235 054
Novembro	235 054
Dezembro	235 054

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
EDP Produção	**15 241 624**
Janeiro	1 270 135
Fevereiro	1 270 135
Março	1 270 135
Abril	1 270 135
Maio	1 270 135
Junho	1 270 135
Julho	1 270 135
Agosto	1 270 135
Setembro	1 270 135
Outubro	1 270 135
Novembro	1 270 135
Dezembro	1 270 135

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Green Vouga	**1 731 126**
Janeiro	144 260
Fevereiro	144 260
Março	144 260
Abril	144 260
Maio	144 260
Junho	144 260
Julho	144 260
Agosto	144 260
Setembro	144 260
Outubro	144 260
Novembro	144 260
Dezembro	144 260

5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP SERVIÇO UNIVERSAL AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso nos termos regulamentares estabelecidos.

5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso.

Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Fevereiro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Março	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Abril	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Maio	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Junho	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Julho	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Agosto	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Setembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Outubro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Novembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Dezembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Total	**-256 737 165**	**-8 327 337**	**30 983 548**	**-1 956 096**	**-236 037 051**	**-320 424**	**-236 357 475**

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

a) Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.

b) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à Caixa Bank e ao Banco Popular;

c) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal 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, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA.

d) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal 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, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander e Tagus;

e) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal 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, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus;

5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A..

Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008

Unidade: EUR

	Renda anual
Janeiro	8 290 322
Fevereiro	8 290 322
Março	8 290 322
Abril	8 290 322
Maio	8 290 322
Junho	8 290 322
Julho	8 290 322
Agosto	8 290 322
Setembro	8 290 322
Outubro	8 290 322
Novembro	8 290 322
Dezembro	8 290 322
Total	99 483 862

Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009

Unidade: EUR

	Renda anual
Janeiro	2 907 983
Fevereiro	2 907 983
Março	2 907 983
Abril	2 907 983
Maio	2 907 983
Junho	2 907 983
Julho	2 907 983
Agosto	2 907 983
Setembro	2 907 983
Outubro	2 907 983
Novembro	2 907 983
Dezembro	2 907 983
Total	34 895 800

5.3.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015, 2016 2017 e 2018

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	2 218 105
Fevereiro	2 218 105
Março	2 218 105
Abril	2 218 105
Maio	2 218 105
Junho	2 218 105
Julho	2 218 105
Agosto	2 218 105
Setembro	2 218 105
Outubro	2 218 105
Novembro	2 218 105
Dezembro	2 218 105
Total	26 617 260

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	2 490 617
Fevereiro	2 490 617
Março	2 490 617
Abril	2 490 617
Maio	2 490 617
Junho	2 490 617
Julho	2 490 617
Agosto	2 490 617
Setembro	2 490 617
Outubro	2 490 617
Novembro	2 490 617
Dezembro	2 490 617
Total	29 887 404

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	1 557 391
Fevereiro	1 557 391
Março	1 557 391
Abril	1 557 391
Maio	1 557 391
Junho	1 557 391
Julho	1 557 391
Agosto	1 557 391
Setembro	1 557 391
Outubro	1 557 391
Novembro	1 557 391
Dezembro	1 557 391
Total	18 688 692

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	2 160 348
Fevereiro	2 160 348
Março	2 160 348
Abril	2 160 348
Maio	2 160 348
Junho	2 160 348
Julho	2 160 348
Agosto	2 160 348
Setembro	2 160 348
Outubro	2 160 348
Novembro	2 160 348
Dezembro	2 160 348
Total	25 924 176

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	2 089 107
Fevereiro	2 089 107
Março	2 089 107
Abril	2 089 107
Maio	2 089 107
Junho	2 089 107
Julho	2 089 107
Agosto	2 089 107
Setembro	2 089 107
Outubro	2 089 107
Novembro	2 089 107
Dezembro	2 089 107
Total	25 069 284

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	1 523 775
Fevereiro	1 523 775
Março	1 523 775
Abril	1 523 775
Maio	1 523 775
Junho	1 523 775
Julho	1 523 775
Agosto	1 523 775
Setembro	1 523 775
Outubro	1 523 775
Novembro	1 523 775
Dezembro	1 523 775
Total	18 285 300

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2018
Janeiro	1 918 597
Fevereiro	1 918 597
Março	1 918 597
Abril	1 918 597
Maio	1 918 597
Junho	1 918 597
Julho	1 918 597
Agosto	1 918 597
Setembro	1 918 597
Outubro	1 918 597
Novembro	1 918 597
Dezembro	1 918 597
Total	23 023 164

Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	4 278 847
Fevereiro	4 278 847
Março	4 278 847
Abril	4 278 847
Maio	4 278 847
Junho	4 278 847
Julho	4 278 847
Agosto	4 278 847
Setembro	4 278 847
Outubro	4 278 847
Novembro	4 278 847
Dezembro	4 278 847
Total	51 346 164

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	2 089 108
Fevereiro	2 089 108
Março	2 089 108
Abril	2 089 108
Maio	2 089 108
Junho	2 089 108
Julho	2 089 108
Agosto	2 089 108
Setembro	2 089 108
Outubro	2 089 108
Novembro	2 089 108
Dezembro	2 089 108
Total	25 069 296

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	2 119 236
Fevereiro	2 119 236
Março	2 119 236
Abril	2 119 236
Maio	2 119 236
Junho	2 119 236
Julho	2 119 236
Agosto	2 119 236
Setembro	2 119 236
Outubro	2 119 236
Novembro	2 119 236
Dezembro	2 119 236
Total	25 430 832

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	761 887
Fevereiro	761 887
Março	761 887
Abril	761 887
Maio	761 887
Junho	761 887
Julho	761 887
Agosto	761 887
Setembro	761 887
Outubro	761 887
Novembro	761 887
Dezembro	761 887
Total	9 142 644

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2018
Janeiro	959 298
Fevereiro	959 298
Março	959 298
Abril	959 298
Maio	959 298
Junho	959 298
Julho	959 298
Agosto	959 298
Setembro	959 298
Outubro	959 298
Novembro	959 298
Dezembro	959 298
Total	11 511 576

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	12 972 428
Fevereiro	12 972 428
Março	12 972 428
Abril	12 972 428
Maio	12 972 428
Junho	12 972 428
Julho	12 972 428
Agosto	12 972 428
Setembro	12 972 428
Outubro	12 972 428
Novembro	12 972 428
Dezembro	12 972 428
Total	155 669 136

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	12 620 933
Fevereiro	12 620 933
Março	12 620 933
Abril	12 620 933
Maio	12 620 933
Junho	12 620 933
Julho	12 620 933
Agosto	12 620 933
Setembro	12 620 933
Outubro	12 620 933
Novembro	12 620 933
Dezembro	12 620 933
Total	151 451 196

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2018
Janeiro	13 857 419
Fevereiro	13 857 419
Março	13 857 419
Abril	13 857 419
Maio	13 857 419
Junho	13 857 419
Julho	13 857 419
Agosto	13 857 419
Setembro	13 857 419
Outubro	13 857 419
Novembro	13 857 419
Dezembro	13 857 419
Total	166 289 028

Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	3 203 632
Fevereiro	3 203 632
Março	3 203 632
Abril	3 203 632
Maio	3 203 632
Junho	3 203 632
Julho	3 203 632
Agosto	3 203 632
Setembro	3 203 632
Outubro	3 203 632
Novembro	3 203 632
Dezembro	3 203 632
Total	38 443 584

Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015 e de 2017

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	1 767 283
Fevereiro	1 767 283
Março	1 767 283
Abril	1 767 283
Maio	1 767 283
Junho	1 767 283
Julho	1 767 283
Agosto	1 767 283
Setembro	1 767 283
Outubro	1 767 283
Novembro	1 767 283
Dezembro	1 767 283
Total	21 207 396

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	1 342 625
Fevereiro	1 342 625
Março	1 342 625
Abril	1 342 625
Maio	1 342 625
Junho	1 342 625
Julho	1 342 625
Agosto	1 342 625
Setembro	1 342 625
Outubro	1 342 625
Novembro	1 342 625
Dezembro	1 342 625
Total	16 111 500

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	1 025 081
Fevereiro	1 025 081
Março	1 025 081
Abril	1 025 081
Maio	1 025 081
Junho	1 025 081
Julho	1 025 081
Agosto	1 025 081
Setembro	1 025 081
Outubro	1 025 081
Novembro	1 025 081
Dezembro	1 025 081
Total	12 300 972

Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Caixa Bank referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2015

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	6 229 566
Fevereiro	6 229 566
Março	6 229 566
Abril	6 229 566
Maio	6 229 566
Junho	6 229 566
Julho	6 229 566
Agosto	6 229 566
Setembro	6 229 566
Outubro	6 229 566
Novembro	6 229 566
Dezembro	6 229 566
Total	74 754 792

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	16 349 508
Fevereiro	16 349 508
Março	16 349 508
Abril	16 349 508
Maio	16 349 508
Junho	16 349 508
Julho	16 349 508
Agosto	16 349 508
Setembro	16 349 508
Outubro	16 349 508
Novembro	16 349 508
Dezembro	16 349 508
Total	196 194 096

Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	2 183 553
Fevereiro	2 183 553
Março	2 183 553
Abril	2 183 553
Maio	2 183 553
Junho	2 183 553
Julho	2 183 553
Agosto	2 183 553
Setembro	2 183 553
Outubro	2 183 553
Novembro	2 183 553
Dezembro	2 183 553
Total	26 202 636

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	1 566 830
Fevereiro	1 566 830
Março	1 566 830
Abril	1 566 830
Maio	1 566 830
Junho	1 566 830
Julho	1 566 830
Agosto	1 566 830
Setembro	1 566 830
Outubro	1 566 830
Novembro	1 566 830
Dezembro	1 566 830
Total	18 801 960

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	3 340 784
Fevereiro	3 340 784
Março	3 340 784
Abril	3 340 784
Maio	3 340 784
Junho	3 340 784
Julho	3 340 784
Agosto	3 340 784
Setembro	3 340 784
Outubro	3 340 784
Novembro	3 340 784
Dezembro	3 340 784
Total	40 089 408

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	527 461
Fevereiro	527 461
Março	527 461
Abril	527 461
Maio	527 461
Junho	527 461
Julho	527 461
Agosto	527 461
Setembro	527 461
Outubro	527 461
Novembro	527 461
Dezembro	527 461
Total	6 329 532

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2018
Janeiro	664 129
Fevereiro	664 129
Março	664 129
Abril	664 129
Maio	664 129
Junho	664 129
Julho	664 129
Agosto	664 129
Setembro	664 129
Outubro	664 129
Novembro	664 129
Dezembro	664 129
Total	7 969 548

Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017 e 2018

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	1 657 400
Fevereiro	1 657 400
Março	1 657 400
Abril	1 657 400
Maio	1 657 400
Junho	1 657 400
Julho	1 657 400
Agosto	1 657 400
Setembro	1 657 400
Outubro	1 657 400
Novembro	1 657 400
Dezembro	1 657 400
Total	19 888 800

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	1 142 831
Fevereiro	1 142 831
Março	1 142 831
Abril	1 142 831
Maio	1 142 831
Junho	1 142 831
Julho	1 142 831
Agosto	1 142 831
Setembro	1 142 831
Outubro	1 142 831
Novembro	1 142 831
Dezembro	1 142 831
Total	13 713 972

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2018
Janeiro	1 438 948
Fevereiro	1 438 948
Março	1 438 948
Abril	1 438 948
Maio	1 438 948
Junho	1 438 948
Julho	1 438 948
Agosto	1 438 948
Setembro	1 438 948
Outubro	1 438 948
Novembro	1 438 948
Dezembro	1 438 948
Total	17 267 376

Os montantes acima referidos são recuperados pela EDP Distribuição através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a EDP SU em duodécimos.

5.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELO FSSSE PARA A EDP SU

Dando cumprimento à legislação em vigor até à data, os valores a transferir para a EDP SU, no total de 189 000 000€, decorrente da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocados à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN a transferir pelo Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo da PRE[1] referente a 2019 são os seguintes:

Quadro 5-19 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a EDP SU

Unidade: EUR

	Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2019
Janeiro	15 750 000
Fevereiro	15 750 000
Março	15 750 000
Abril	15 750 000
Maio	15 750 000
Junho	15 750 000
Julho	15 750 000
Agosto	15 750 000
Setembro	15 750 000
Outubro	15 750 000
Novembro	15 750 000
Dezembro	15 750 000
Total	189 000 000

5.5 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 7 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, referente aos montantes de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, identificam-se os montantes globais ainda em divida.

Detalham-se ainda os montantes em dívida resultantes 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.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

Quadro 5-20 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2018	Juros 2019	Amortização e regularização 2019 [2]	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2019	Saldo em dívida em 2019
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	**381 745 855**	**11 503 911**	**381 745 855**	**393 249 767**	**0**
EDP Serviço Universal	9 502 276	286 351	9 502 276	9 788 627	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	25 838 613	778 647	25 838 613	26 617 260	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	29 013 094	874 310	29 013 094	29 887 404	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	18 141 983	546 709	18 141 983	18 688 692	0
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	190 454 742	5 739 354	190 454 742	196 194 096	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	72 567 957	2 186 835	72 567 957	74 754 792	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	20 587 007	620 389	20 587 007	21 207 396	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	15 640 183	471 317	15 640 183	16 111 500	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	**629 294 614**	**14 095 570**	**311 162 443**	**325 258 013**	**318 132 171**
EDP Serviço Universal	15 059 200	337 311	7 446 206	7 783 517	7 612 994
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 156 933	1 123 465	24 800 711	25 924 176	25 356 222
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 378 922	1 666 013	36 777 571	38 443 584	37 601 351
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	99 342 255	2 225 167	49 120 997	51 346 164	50 221 258
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	301 181 661	6 746 168	148 922 968	155 669 136	152 258 694
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 695 685	1 135 533	25 067 103	26 202 636	25 628 581
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	38 479 958	861 913	19 026 887	19 888 800	19 453 071
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	**999 279 399**	**18 770 464**	**326 913 932**	**345 684 396**	**672 365 466**
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	1
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 469	1 361 248	23 708 036	25 069 284	48 760 433
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	52 857 820	992 881	17 292 419	18 285 300	35 565 401
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 558 758	667 936	11 633 036	12 300 972	23 925 722
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	54 351 343	1 020 936	17 781 024	18 801 960	36 570 319
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	115 887 555	2 176 832	37 912 576	40 089 408	77 974 979
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 296 952	343 690	5 985 842	6 329 532	12 311 110
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 504	1 361 248	23 708 048	25 069 296	48 760 456
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	73 513 606	1 380 880	24 049 952	25 430 832	49 463 654
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 428 893	496 440	8 646 204	9 142 644	17 782 689
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	437 804 140	8 223 713	143 227 483	151 451 196	294 576 657
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 643 356	744 661	12 969 311	13 713 972	26 674 045
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	**881 196 333**	**13 146 568**	**215 429 956**	**228 576 524**	**665 766 378**
EDP Serviço Universal	9 698 903	144 698	2 371 134	2 515 832	7 327 770
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	641 068 818	9 564 106	156 724 922	166 289 028	484 343 895
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	66 568 290	993 132	16 274 244	17 267 376	50 294 047
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	88 757 705	1 324 176	21 698 988	23 023 164	67 058 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	30 723 787	458 368	7 511 180	7 969 548	23 212 607
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	44 378 829	662 088	10 849 488	11 511 576	33 529 341
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 [1]					**920 802 886**
Tagus, SA	**762 234 093**	**12 416 793**	**121 962 869**	**134 379 662**	**640 271 224**
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	564 296 636	9 192 392	90 291 470	99 483 862	474 005 166
Sobrecusto da PRE 2009	197 937 457	3 224 401	31 671 399	34 895 800	166 266 058
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	**0**	**-320 424**	**0**	**-320 424**	**0**
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-320 424		-320 424	0
Total	**3 653 750 293**	**69 612 883**	**1 357 215 055**	**1 426 827 938**	**3 217 338 124**

Nota: [1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2019 é de 1 157,4 milhões de euros.

5.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2017 E 2018

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2017 e 2018 e respetivos juros.

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10^3 EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x (1+i_{2017})x (1+i_{2018})-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i_{2017})-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i_{2017})-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (5)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-51 254	-476	10 092	32	0	-61 855	-25 328	-82	-25 410	-87 265
Proveitos permitidos à REN Trading	**-51 254**	**-476**	**10 092**	**32**	**0**	**-61 855**	**-25 328**	**-82**	**-25 410**	**-87 265**

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10^3 EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a *t-2*	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 em tarifas de 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x (1+i_{2017})x (1+i_{2018})-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i_{2017})-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-17 934	-167	305	1		-234	-18 174	137	-18 037
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	3 183	30			0	-901	4 114	16 285	20 399
Proveitos permitidos à REN	**-14 751**	**-137**	**305**	**1**	**0**	**-1 135**	**-14 060**	**16 422**	**2 362**

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10^3 EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 em tarifas de 2019	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x $(1+i_{2017})$x $(1+i_{2018})$-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-43 968	-408		-44 376			-44 376
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-9 351	-87	-10 736	1 298	8 840	430	10 567
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	**-53 319**	**-495**	**-10 736**	**-43 078**	**8 840**	**430**	**-33 809**

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10^3 EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Ajustamento do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x $(1+i_{2017})$x $(1+i_{2018})$-1]	(3)	(4) = [(3) x $(1+i_{2017})$-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x $(1+i_{2017})$-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-34 703	-322	148 142	477	-183 644	37 730	121	37 852	-145 793
Sobrecusto da PRE	-26 382	-245	171 131	551	-198 309	83 232	268	83 500	-114 809
CVEE	-12 699	-118	-22 989	-74	10 245	-45 501	-146	-45 648	-35 403
Ajustamento da aditividade tarifária	4 379	41			4 419				4 419
Comercialização (C)	730	7			737				737
Proveitos permitidos à EDP SU	**-33 973**	**-316**	**148 142**	**477**	**-182 908**	**37 730**	**121**	**37 852**	**-145 056**

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10^3 EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 atualizado para 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x $(1+i_{2017})$x $(1+i_{2018})$-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-6 362	-59	-261	-6 682	1 289	-5 393
Distribuição de Energia Elétrica	616	6	-365	257	1 549	1 806
Comercialização de Energia Elétrica	83	1	-159	-75	94	19
Proveitos permitidos à EDA	**-5 663**	**-53**	**-785**	**-6 500**	**2 933**	-3 567

Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10^3 EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 atualizado para 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x $(1+i_{2017})$x $(1+i_{2018})$-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-14 687	-138	-707	-15 533	5 822	-9 710
Distribuição de Energia Elétrica	-376	-4	-292	-673	1 400	728
Comercialização de Energia Elétrica	-115	-1	5	-111	-14	-125
Proveitos permitidos à EEM	**-15 179**	**-144**	**-994**	**-16 316**	**7 209**	-9 108

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
- Quantia mínima a pagar em caso de mora;
- Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais;
- Preços de leitura extraordinária.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento e no caso da leitura extraordinária) ou comercializadores de último recurso (no caso da quantia mínima a pagar em caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são, nos termos estabelecidos no RRC, atualizados pelos operadores das redes a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, no quadro do que lhe está regulamentarmente atribuído, efetuou propostas específicas de fixação e de variação dos preços dos serviços regulados a vigorarem em 2019.

A respeito dos valores propostos pela EDP Distribuição, convirá recordar que a ERSE, aquando da definição de Tarifas e Preços a vigorar em 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa para efeitos do ano de 2016 integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceite o valor de 20% para a recuperação

dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2019.

Adicionalmente, na sua proposta, a EDP Distribuição refere que "Relativamente aos custos com as tarefas executadas pelos prestadores de serviço, estes foram baseados nos preços de referência da Empreitada Contínua (EC 2015), atualizados de acordo com a revisão extraordinária prevista contratualmente, a qual levou à desagregação/adequação de algumas das tarefas aplicáveis ao segmento BTE, com a consequente alteração dos preços de referência aplicáveis. No segmento de AT e MT também se registaram pequenas alterações. Com esta revisão pretendeu refletir-se a especificidade das tarefas realizadas nestes segmentos.".

A EDP Serviço Universal, como estabelecido no RRC, apresentou proposta unicamente para o estabelecimento da quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2018.

A EDA e a EEM propõem para 2019 a atualização quase generalizada dos diversos preços em vigor em 2018, por aplicação do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring* 2018, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN. A utilização generalizada da telecontagem em AT, MT e BTE permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para estes níveis de tensão.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2019 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa. A partilha destes custos com o cliente é justificada pela empresa pelo facto da realização de leituras reais ser também do seu interesse. De referir ainda que os custos reportados pela empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, com o valor de 20%.

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EDP D para 2019	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,63	6,64	0,2%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,34	24,40	0,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,34	24,40	0,2%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 149 646 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2017 e 79 748 durante o 1.º semestre de 2018, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente, 24 413 (16%) e 10 989 (14%). Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2017 e no 1.º semestre de 2018 ascenderam a 158 550 e a 72 816 euros, respetivamente.

A EDP Distribuição justifica a diferença entre o número de leituras extraordinárias realizadas e o número de leituras extraordinárias faturadas com base nos critérios de aplicação previstos no RRC, nomeadamente a comunicação de leitura pelo cliente no mesmo período.

Conforme anteriormente referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por empreiteiros contratados. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2019, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,07	2,21	13,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	40,67	8,13	48,80
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	40,67	8,13	48,80

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2019. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring* 2018, no valor de 1,5%.

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EDA para 2019	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,67	10,83	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36	21,68	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70	27,10	1,5%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,48	5,56	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36	21,68	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70	27,10	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços

propostos pela EEM para 2019. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring* 2018, no valor de 1,5%.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EEM para 2019	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,67	10,83	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,35	21,67	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69	27,09	1,5%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,35	7,46	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,25	20,55	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69	27,09	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A EDP Serviço Universal, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, propuseram, para 2019, a manutenção dos valores da quantia mínima que, recorde-se, vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Os valores propostos constam do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM para 2019

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EDP Serviço Universal, pela EDA e pela EEM para 2019	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

6.1.2.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado.

Os valores em vigor em 2018 são de 108,16 e 48,78 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

A EDP Distribuição propõe, para 2019, valores de 109,67 e 49,46 euros, respetivamente, para os encargos com a ativação de instalações eventuais para clientes em BTE e em BTN, com base na aplicação de uma taxa de variação do deflator do consumo privado de 1,4%, nos termos do Programa de Estabilidade 2018/2022, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2018.

A EEM propõe, para 2019, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2018*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%, correspondendo a valores de 109,78 e 49,51 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

A EDA propõe, para 2019, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2018*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%, correspondendo a valores de 109,78 e 49,51 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela EDP Distribuição para 2019 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDP Distribuição para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EDP D para 2019	Variação (%)
AT	**Sem utilização de meios especiais:**			
	Interrupção / Restabelecimento	92,09	109,08	18,4%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção / Restabelecimento	743,54	745,36	0,2%
MT	**Sem utilização de meios especiais:**			
	Interrupção / Restabelecimento	70,92	82,28	16,0%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção / Restabelecimento	236,48	237,07	0,2%
BTE	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**			
	Interrupção / Restabelecimento	11,19	32,95	194,5%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49	12,52	0,2%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	Chegadas aéreas			
	Interrupção / Restabelecimento	32,88	32,90	0,1%
	Chegadas subterrâneas			
	Interrupção / Restabelecimento	54,34	51,52	-5,2%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	37,5	15,86	-57,7%
BTN	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**			
	Interrupção / Restabelecimento	11,19	11,21	0,2%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49	12,52	0,2%
	Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	3,00	3,00	0,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	Chegadas aéreas			
	Interrupção / Restabelecimento	13,62	13,64	0,1%
	Chegadas subterrâneas			
	Interrupção / Restabelecimento	54,34	51,52	-5,2%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	27,75	29,14	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Como já referido, os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2015), refletindo a atualização extraordinária efetuada findo o primeiro período de três anos de vigência, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Deste modo, genericamente, a EDP Distribuição propõe aumentos de 0,1 ou 0,2% dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, em função da atualização de preços prevista nas regras estabelecidas nos contratos de empreitada contínua.

As exceções à regra de atualização referida anteriormente são:

- Em AT, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento sem utilização de meios especiais, que a empresa propõe que sejam aumentados em 18,4%.
- Em MT, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento sem utilização de meios especiais, que a empresa propõe que sejam aumentados em 16,0%.
- Em BTE
  - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenção ao nível do ponto de alimentação, que a empresa propõe que sejam aumentados em 194,5%.
  - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas subterrâneas, que a empresa propõe que sejam reduzidos em 5,2%.
  - O preço do adicional para restabelecimento urgente, que a empresa propõe que seja reduzido em 57,7%.
- Em BTN
  - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas subterrâneas, que a empresa propõe que sejam reduzidos em 5,2%.
  - O preço do adicional para restabelecimento urgente, que a empresa propõe que seja aumentado em 5,0%.

Por último, cabe referir que, em 2017, foi adotado, pela primeira vez, um preço regulado para o serviço de interrupção ou restabelecimento remoto na BTN, no valor de 3 € para cada operação, que a EDP Distribuição propõe que, à semelhança do ano de 2018, se mantenha para efeitos do ano de 2019.

Na sua proposta, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2017 e no 1.º semestre de 2018:

- AT: não foi registada nenhuma interrupção ou restabelecimento;
- MT - 2017: 827 interrupções e 1007 restabelecimentos; 1.º semestre de 2018: 391 interrupções e 456 restabelecimentos;
- BTE - 2017: 2 349 interrupções e 1 095 restabelecimentos; 1.º semestre de 2018: 1 107 interrupções e 521 restabelecimentos;
- BTN - 2017: 491 603 interrupções e 254 530 restabelecimentos; 1.º semestre de 2018: 269 240 interrupções e 144 065 restabelecimentos.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2019 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2018*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDA para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EDA para 2019	Variação (%)
MT	**Sem utilização de meios especiais:**			
	Interrupção / Restabelecimento	64,07	65,03	1,5%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção / Restabelecimento	213,56	216,76	1,5%
BT	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**			
	Interrupção / Restabelecimento	16,02	16,26	1,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	Chegadas aéreas BTN			
	Interrupção / Restabelecimento	26,70	27,10	1,5%
	Chegadas aéreas BTE			
	Interrupção / Restabelecimento	32,04	32,52	1,5%
	Chegadas subterrâneas BTN			
	Interrupção / Restabelecimento	59,86	60,76	1,5%
	Chegadas subterrâneas BTE			
	Interrupção / Restabelecimento	64,07	65,03	1,5%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	22,14	22,47	1,5%
	Clientes em BTE	23,50	23,85	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EEM para 2019 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2018*, da Comissão Europeia, no valor de 1,5%.

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EEM para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2018	Preços propostos pela EEM para 2019	Variação (%)
AT e MT	**Sem utilização de meios especiais:**			
	Interrupção / Restabelecimento	64,04	65,00	1,5%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção / Restabelecimento	213,47	216,67	1,5%
BT	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**			
	BTN			
	Interrupção / Restabelecimento	11,87	12,05	1,5%
	BTE			
	Interrupção / Restabelecimento	16,02	16,26	1,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	Chegadas aéreas BTN			
	Interrupção / Restabelecimento	26,66	27,06	1,5%
	Chegadas aéreas BTE			
	Interrupção / Restabelecimento	32,02	32,5	1,5%
	Chegadas subterrâneas BTN			
	Interrupção / Restabelecimento	77,09	78,25	1,5%
	Chegadas subterrâneas BTE			
	Interrupção / Restabelecimento	80,09	81,29	1,5%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	22,09	22,42	1,5%
	Clientes em BTE	23,50	23,85	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2019

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a

utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, consequentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada e transparente, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e de outra informação necessária à sua concretização. Uma parte dessa informação diz respeito aos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das atividades desenvolvidas. Aquando da revisão das disposições regulamentares de 2011, a ERSE propôs a adoção do deflator implícito no consumo privado como indexante de atualização dos custos de ligação de instalações eventuais. A razão fundamental da utilização de tal indexante prende-se com a maior adequação desta variável à natureza dos serviços em causa, quando comparada com a que se obtém do deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando no contexto atual para 2019 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe que os preços dos serviços regulados sejam aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a continuação da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados. O processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN tem vindo a ser efetuado de forma gradual, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012.
- Aceitar as propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação.
- Atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2019 (1,5%[41]) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em

[41] Fonte: Relatório *European Economic Forecast – Spring 2018*, p.167, da Comissão Europeia.

vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço. Deste modo, pretende-se assegurar a aderência alcançada a partir de 2012 dos preços aos seus respetivos custos.

- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela EDP Distribuição para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2019, uma vez que beneficia da redução do custo generalizado de prestação de serviços e porque a empresa, na justificação apresentada à ERSE apresenta rácios entre o custo de estrutura e os custos com a prestação dos serviços, que excedem os referidos 20%.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RRC.

6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores se situar no interior das residências dos clientes e ainda sem acesso remoto, o que dificulta a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante a realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorarem em 2019 para a realização de leituras extraordinárias considera que os mesmos devem resultar da repartição do custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede de distribuição.

A proposta da EDP Distribuição é baseada nos valores contratados com os prestadores de serviços para a realização de leituras extraordinárias.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os

operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a metodologia proposta pela EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição, que considera um aumento de 0,2% do preço de leitura extraordinária, independentemente do tipo de dia e do horário.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no Artigo 270.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,40
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,40

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-9.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019), os preços em vigor em 2019 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2018.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2019 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,56
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAA cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-10.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2019), os preços em vigor em 2019 resultam de um aumento de 1,5% face aos de 2018.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2019 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,67
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,46
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,55
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAM cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-11.

6.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE, tendo em 2004 sido adotados para a RAA e para a RAM. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela EDP Serviço Universal, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2018, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua atualização.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental, na RAA e na RAM não sofrem alterações, correspondendo aos que se apresentam no Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2019 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-12 são contínuos.

6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado. Este valor, de acordo com os pressupostos adotados pela ERSE, será de 1,5% em 2019.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2019 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2019 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	109,78
BTN	49,51

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

Deste modo, considera-se adequado manter em 2019 os preços em vigor para 2018. Os preços aprovados para vigorarem em 2019 são os que constam do Quadro 6-14.

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	**Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:**	
	Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
	Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 6-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de dez dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando a proposta da EDP Distribuição, os preços aprovados para vigorarem em 2019 são os que constam do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2019 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	**Sem utilização de meios especiais:**	
	Interrupção / Restabelecimento	109,08
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção / Restabelecimento	745,36
MT	**Sem utilização de meios especiais:**	
	Interrupção / Restabelecimento	82,28
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção / Restabelecimento	237,07
BTE	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**	
	Interrupção / Restabelecimento	32,95
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,52
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	Chegadas aéreas	
	Interrupção / Restabelecimento	32,90
	Chegadas subterrâneas	
	Interrupção / Restabelecimento	51,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	15,86
BTN	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**	
	Interrupção / Restabelecimento	11,21
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,52
	Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	3,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	Chegadas aéreas	
	Interrupção / Restabelecimento	13,64
	Chegadas subterrâneas	
	Interrupção / Restabelecimento	51,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	29,14

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2018 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2019 (no valor de 1,5%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2019 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	**Sem utilização de meios especiais:**	
	Interrupção / Restabelecimento	65,03
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção / Restabelecimento	216,76
BT	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**	
	Interrupção / Restabelecimento	16,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	Chegadas aéreas BTN	
	Interrupção / Restabelecimento	27,10
	Chegadas aéreas BTE	
	Interrupção / Restabelecimento	32,52
	Chegadas subterrâneas BTN	
	Interrupção / Restabelecimento	60,76
	Chegadas subterrâneas BTE	
	Interrupção / Restabelecimento	65,03
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	22,47
	Clientes em BTE	23,85

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2018 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo

privado previsto para 2019 (no valor de 1,5%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2019 são os que constam do Quadro 6-17.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2019

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	**Sem utilização de meios especiais:**	
	Interrupção / Restabelecimento	65,00
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção / Restabelecimento	216,67
BT	**Intervenção ao nível do ponto de alimentação:**	
	BTN	
	Interrupção / Restabelecimento	12,05
	BTE	
	Interrupção / Restabelecimento	16,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	Chegadas aéreas BTN	
	Interrupção / Restabelecimento	27,06
	Chegadas aéreas BTE	
	Interrupção / Restabelecimento	32,50
	Chegadas subterrâneas BTN	
	Interrupção / Restabelecimento	78,25
	Chegadas subterrâneas BTE	
	Interrupção / Restabelecimento	81,29
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	22,42
	Clientes em BTE	23,85

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), em vigor desde janeiro de 2018, publicou em anexo os preços máximos para verificação da qualidade da energia, previstos no artigo 65.º do RQS. O referido anexo prevê que os preços sejam atualizados anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor sem

habitação em Portugal verificado em junho de ano anterior. Assim, deixou de ser necessária uma publicação anual pela ERSE deste preço regulado.

A EDP Distribuição apresentou uma proposta no sentido de atualizar o preço em vigor em 2018 pelo deflator implícito no consumo privado.

Tendo em conta o exposto, a ERSE não propõe novos preços para este serviço, aplicando o previsto no RQS.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano 2019. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios[42]: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (secção 7.7) e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 7.8).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 7.1 até 7.6 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2018 e 2019, designadamente pela identificação de três estados distintos:

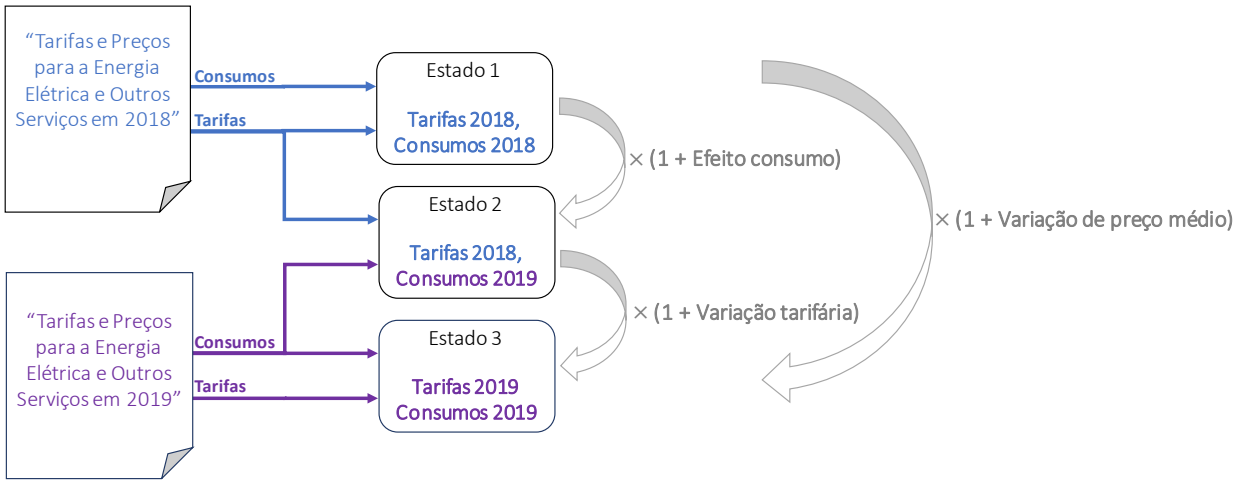
- **"Tarifas 2018, consumos 2018"**: O primeiro estado corresponde à situação no ano 2018, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2018, conforme o documento "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018" da ERSE.
- **"Tarifas 2018, consumos 2019"**: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2019, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano 2018.
- **"Tarifas 2019, consumos 2019"**: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2019 e as respetivas quantidades para esse ano.

[42] Entende-se por 'preço médio', medido em €/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 7-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2018 (estado 1) e o ano 2019 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação:[43]

$$(1+\text{Variação de preço médio})=(1+\text{Variação tarifária})\times(1+\text{Efeito consumo})$$

Figura 7-1 – Decomposição da variação de preço médio



Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

[43] Para variações reduzidas, por exemplo inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio ≈ Variação tarifária + Efeito consumo.

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2018 E 2019

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2018 e 2019.

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. A figura identifica que todas as parcelas da tarifa de acesso às redes apresentam reduções no preço médio entre 2018 e 2019, em linha com o sentido das variações tarifárias. A redução tarifária mais pronunciada regista-se na tarifa de Uso Global do Sistema, com uma variação tarifária de -20,2%.

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	**0,0389 €/kWh** Receitas: 1 813 962 mil € Quantidades: 46 647 GWh	-21,1%	**-20,2%**	-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: 6 183 mil € Quantidades: 2 222 GWh	-14,4%	**-9,8%**	-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: 256 215 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: 76 280 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: 673 391 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.

A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negoceiam o preço da energia e da comercialização

diretamente com os comercializadores de mercado. No caso da tarifa de energia assiste-se a um aumento de 21,0% do preço médio, impulsionado unicamente pelo efeito da variação tarifária. No caso da tarifa de comercialização espera-se um aumento de 16,7% no preço médio entre 2018 e 2019, explicado por um aumento de 1,4% por efeito consumo e um aumento de 15,1% de variação tarifária.

Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	**0,0634 €/kWh** Receitas: 206 571 mil € Quantidades: 3 257 GWh	**0,0767 €/kWh** Receitas: 199 593 mil € Quantidades: 2 601 GWh	21,0%	**21,0%**	0,0%
Tarifa de Comercialização	**0,0072 €/kWh** Receitas: 23 320 mil € Quantidades: 3 257 GWh	**0,0084 €/kWh** Receitas: 21 739 mil € Quantidades: 2 601 GWh	16,7%	**15,1%**	1,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2002 E 2019

O Quadro 7-1 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002.[44]

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2019 um valor real inferior face ao ano de 2002, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, sido partilhados com os consumidores. As tarifas de Comercialização apresentam em 2019 variações acentuadas, mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm

[44] Os preços médios apresentados até 2018 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

crescido 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). Nas tarifas de 2009, a tendência inverte-se por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º165/2008 que adiam os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Nas tarifas de 2012 a 2019, entre outras situações, a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do 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. Especificamente para 2019 verifica-se uma redução significativa em termos nominais e reais da tarifa de uso global do sistema, que resulta de uma redução dos CIEG, em particular no valor dos CMEC.

Quadro 7-1 - 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
Energia	**real**	**100**	**96**	**101**	**103**	**97**	**96**	**88**	**123**	**86**	**81**	**103**	**104**	**101**	**99**	**89**	**83**	**87**	**104**
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138
OLMC	**real**																	**100**	**98**
	nominal																	100	100
Uso Rede Transporte	**real**	**100**	**93**	**103**	**104**	**101**	**113**	**144**	**144**	**186**	**178**	**172**	**206**	**222**	**172**	**162**	**192**	**172**	**151**
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201
Uso Rede Distribuição AT	**real**	**100**	**97**	**77**	**70**	**78**	**72**	**148**	**161**	**161**	**142**	**157**	**164**	**165**	**151**	**148**	**156**	**124**	**118**
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157
Uso Rede Distribuição MT	**real**	**100**	**96**	**91**	**84**	**89**	**91**	**94**	**98**	**98**	**85**	**95**	**100**	**99**	**87**	**85**	**91**	**72**	**68**
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91
Uso Rede Distribuição BT	**real**	**100**	**95**	**93**	**88**	**87**	**91**	**98**	**89**	**99**	**91**	**92**	**96**	**95**	**91**	**96**	**90**	**82**	**79**
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106
Uso Global do Sistema	**real**	**100**	**131**	**138**	**192**	**222**	**268**	**436**	**49**	**473**	**676**	**654**	**638**	**707**	**840**	**903**	**937**	**930**	**732**
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975
Comercialização em MAT, AT e MT	**real**	**100**	**285**	**436**	**334**	**267**	**238**	**71**	**219**	**126**	**133**	**141**	**145**	**140**	**448**	**448**	**439**	**182**	**376**
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502
Comercialização em BTE	**real**	**100**	**165**	**254**	**240**	**194**	**195**	**84**	**107**	**69**	**68**	**72**	**79**	**76**	**103**	**452**	**453**	**44**	**46**
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61
Comercialização em BTN	**real**	**100**	**139**	**106**	**87**	**78**	**97**	**107**	**124**	**124**	**106**	**99**	**98**	**98**	**100**	**112**	**110**	**144**	**163**
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014. Para a tarifa OLMC o ano 2018 corresponde a 100.

O Quadro 7-2 resume as variações anuais médias para vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos.[45]

[45] Salienta-se que o período regulatório de 2002 a 2005 contou com uma duração de 4 anos.

Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório

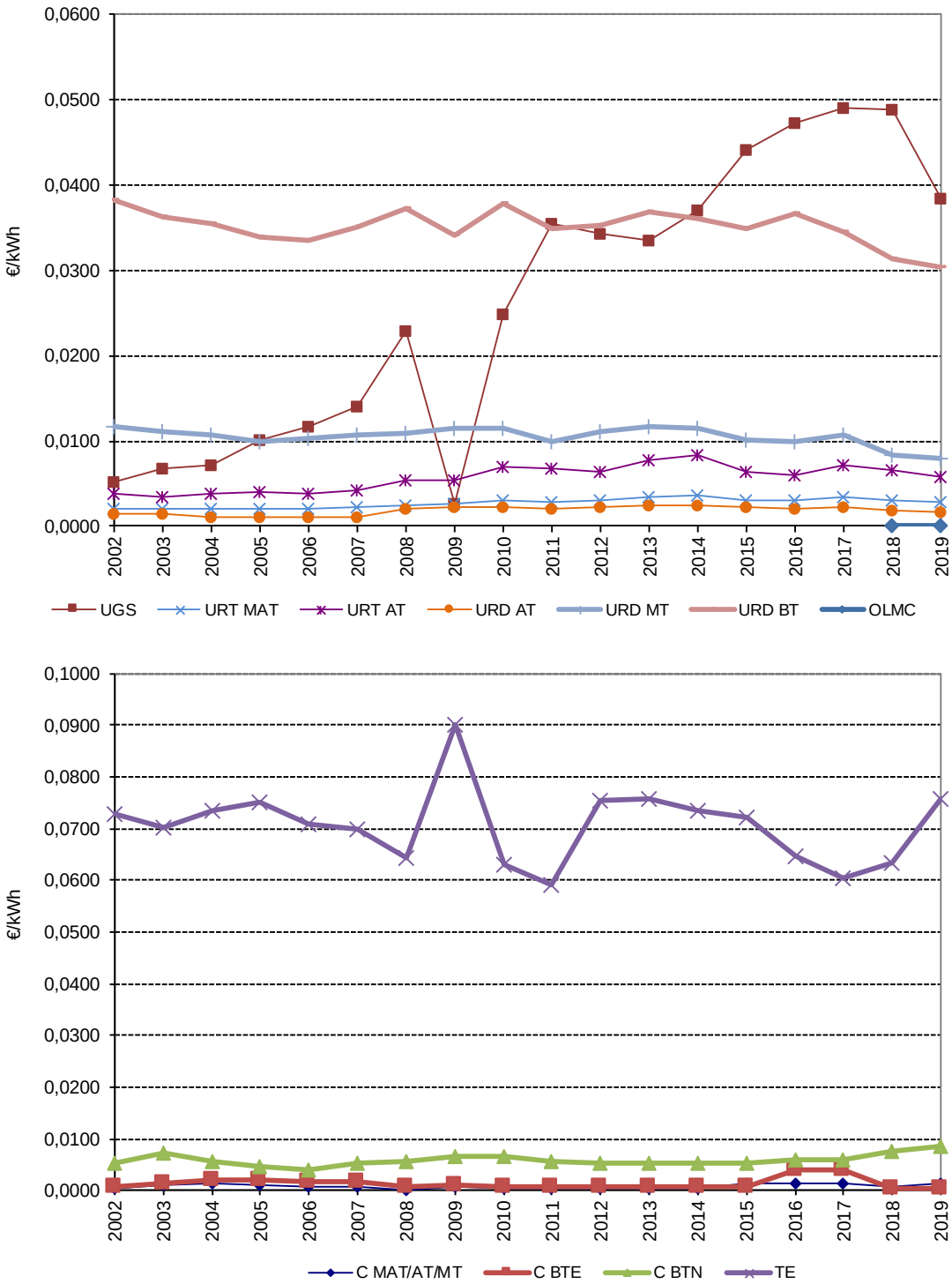
Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2019 *
Energia	**real**	**+1,0%**	**-5,1%**	**-2,7%**	**+7,5%**	**-6,4%**	**+11,9%**
	nominal	+4,0%	-2,6%	-2,2%	+8,5%	-4,8%	+13,5%
OLMC	**real**						**-1,7%**
	nominal						-0,3%
Uso Rede Transporte	**real**	**+1,4%**	**+11,4%**	**+7,4%**	**+7,6%**	**-4,8%**	**-11,2%**
	nominal	+4,5%	+14,3%	+7,9%	+8,6%	-3,2%	-10,0%
Uso Rede Distribuição AT	**real**	**-11,4%**	**+28,6%**	**-1,4%**	**+5,1%**	**-1,8%**	**-13,2%**
	nominal	-8,7%	+32,0%	-0,9%	+6,1%	-0,1%	-12,0%
Uso Rede Distribuição MT	**real**	**-5,5%**	**+3,6%**	**-3,2%**	**+5,1%**	**-2,7%**	**-13,5%**
	nominal	-2,7%	+6,3%	-2,7%	+6,1%	-1,1%	-12,3%
Uso Rede Distribuição BT	**real**	**-4,0%**	**+3,3%**	**-2,2%**	**+1,2%**	**-1,5%**	**-6,3%**
	nominal	-1,1%	+6,0%	-1,7%	+2,1%	+0,1%	-5,0%
Uso Global do Sistema	**real**	**+24,2%**	**+31,5%**	**+15,8%**	**+1,5%**	**+9,8%**	**-11,6%**
	nominal	+28,0%	+34,9%	+16,3%	+2,5%	+11,6%	-10,4%
Comercialização em MAT, AT e MT	**real**	**+49,4%**	**-40,2%**	**+23,1%**	**+1,8%**	**+46,3%**	**-7,4%**
	nominal	+54,0%	-38,7%	+23,7%	+2,8%	+48,7%	-6,1%
Comercialização em BTE	**real**	**+34,0%**	**-29,7%**	**-6,5%**	**+3,5%**	**+81,4%**	**-68,1%**
	nominal	+38,1%	-27,8%	-6,0%	+4,5%	+84,4%	-67,7%
Comercialização em BTN	**real**	**-4,5%**	**+7,1%**	**-0,2%**	**-2,9%**	**+4,1%**	**+21,9%**
	nominal	-1,6%	+9,9%	+0,3%	-1,9%	+5,8%	+23,6%

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

*A última coluna não corresponde a um período regulatório completo.

Na Figura 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2018.

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2018)



Legenda: TE - Tarifa de Energia; UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE –Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN.

7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2018 E 2019

No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2018 e 2019. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

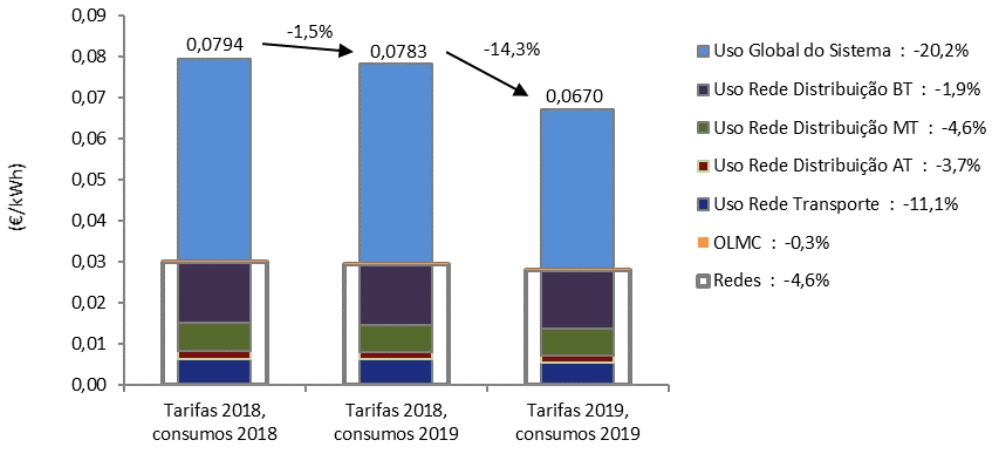
A Figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de acesso às redes. A redução de 15,6% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2018 e 2019, é impulsionada fundamentalmente por uma redução tarifária de 14,3%.

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às redes	**0,0794 €/kWh** Receitas: 3 598 003 mil € Quantidades: 45 297 GWh	**0,0670 €/kWh** Receitas: 3 126 895 mil € Quantidades: 46 647 GWh	-15,6%	-14,3%	-1,5%

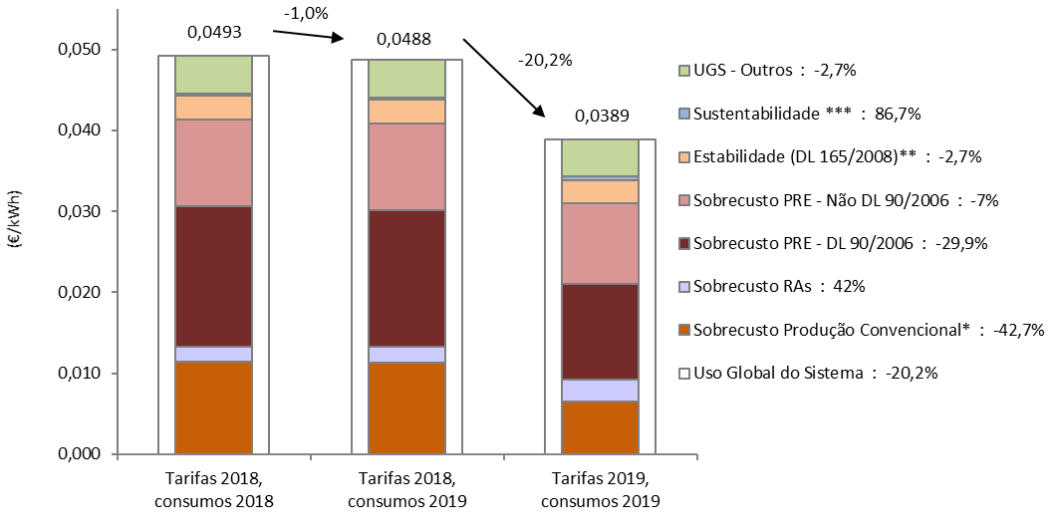
Na Figura 7-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -11,1% para o Uso da Rede de Transporte, -3,7% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -4,6% para o Uso da Rede de Distribuição MT, - 1,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT, - 0,3% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e -20,2% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações desta tarifa, diferenciadas por componente.

Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

** Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

*** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2018 e 2019, para os diferentes níveis de tensão. Regista-se uma variação tarifária de -10,6% em todos os níveis de tensão, com exceção da BTN (- 16,7%).

Adicionalmente, apresentam-se as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, registando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verifica-se uma redução de -10,7% em MAT, -11,0% em AT, -12,3% em MT, -14,1% em BTE e -25,7% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tipo de custo de interesse económico geral incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

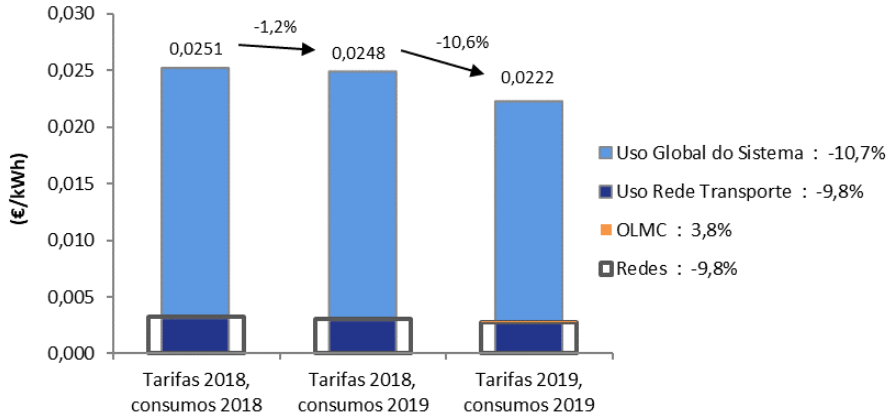


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

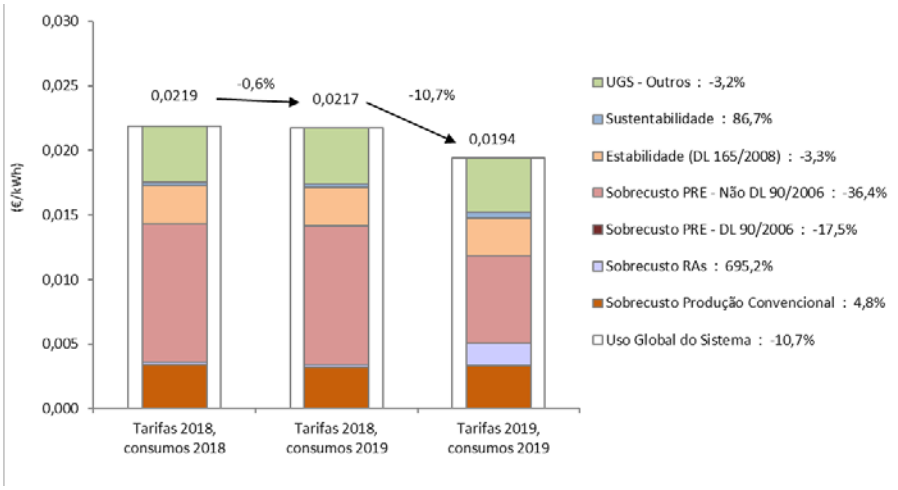


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

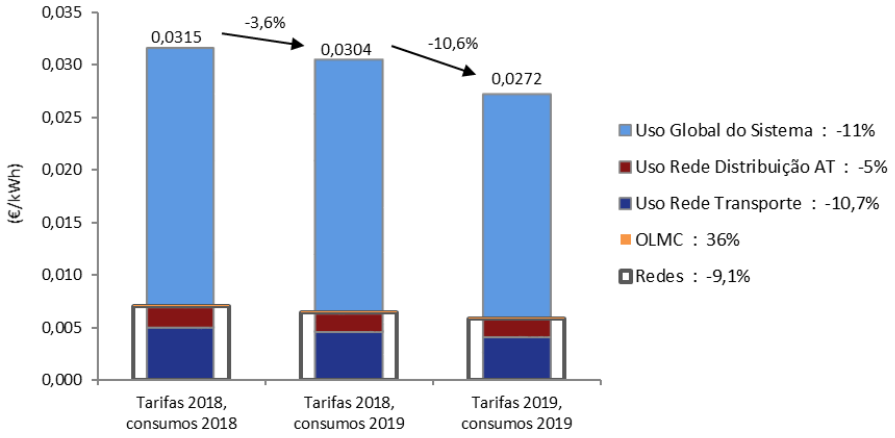


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

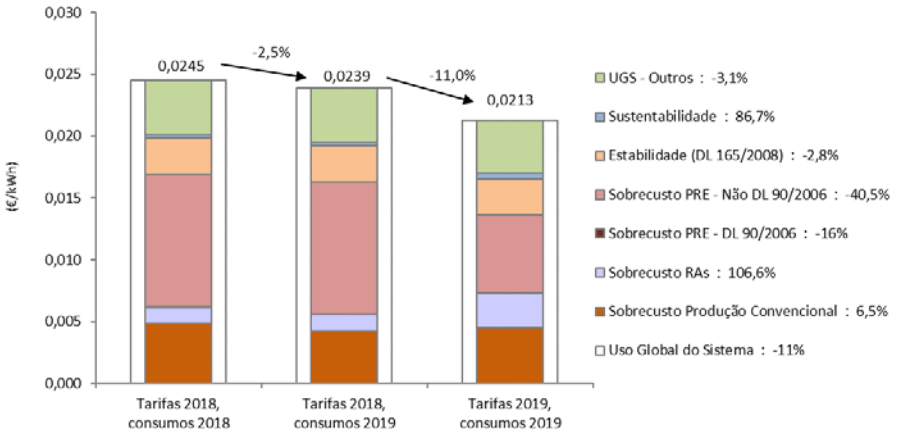


Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

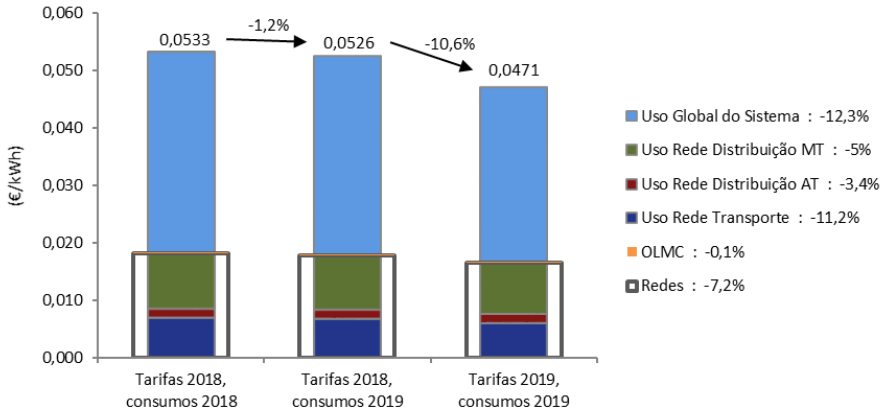


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

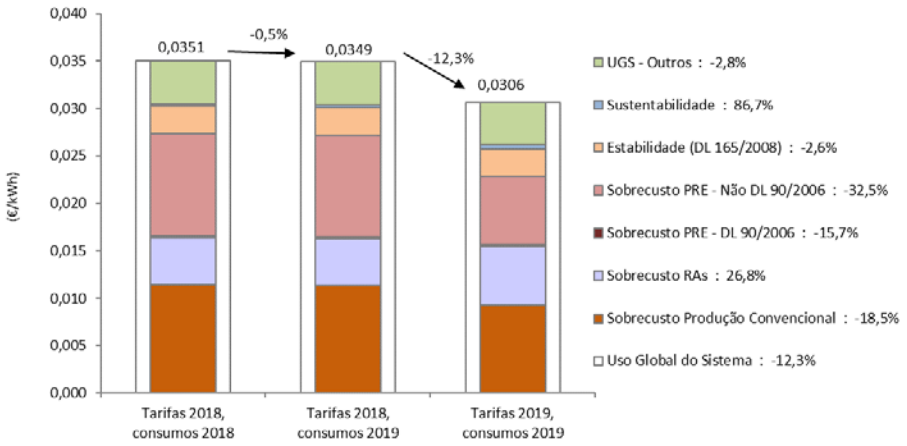


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

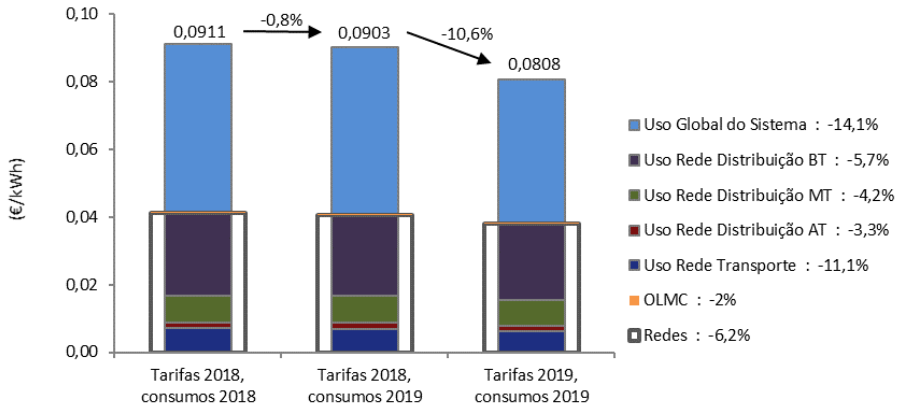


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

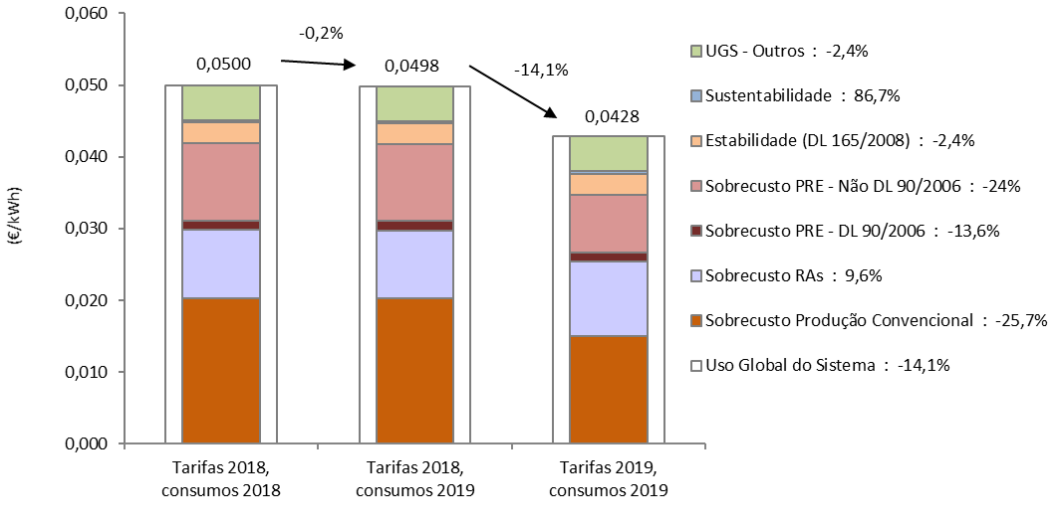


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

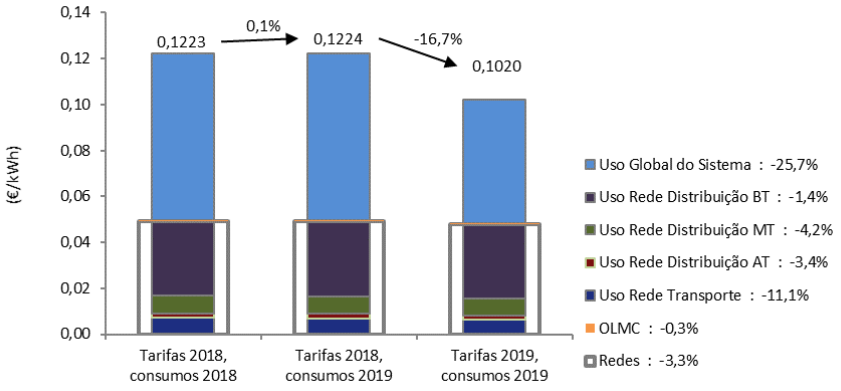
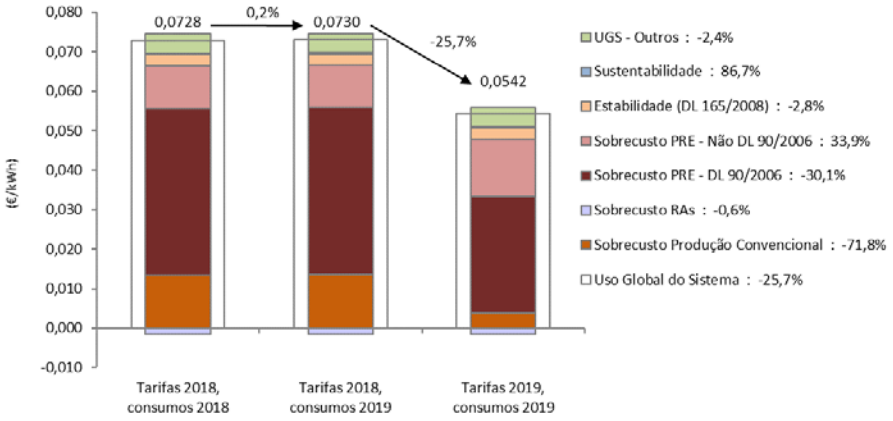


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2019

Na Figura 7-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2019. Na Figura 7-19 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade

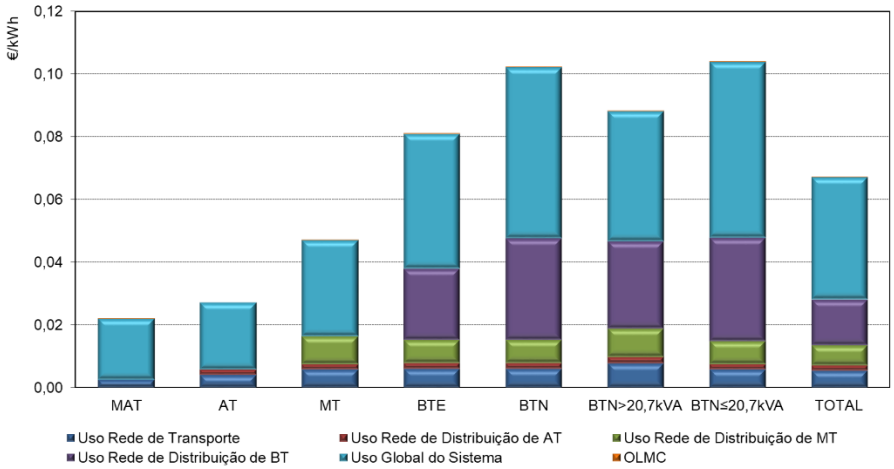
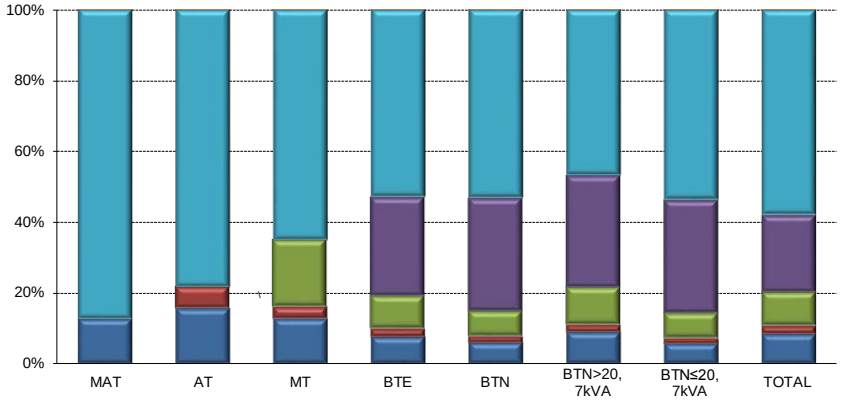


Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>20, 7kVA	BTN≤20, 7kVA	TOTAL
OLMC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,04%	0,07%	0,04%
Uso Global do Sistema	87,5%	78,3%	65,1%	53,0%	53,2%	46,9%	53,8%	58,0%
Uso Rede de Distribuição de BT				27,9%	31,7%	31,6%	31,7%	21,5%
Uso Rede de Distribuição de MT			18,8%	9,3%	7,3%	10,3%	7,0%	9,6%
Uso Rede de Distribuição de AT		6,3%	3,5%	2,2%	1,7%	2,4%	1,7%	2,4%
Uso Rede de Transporte	12,5%	15,4%	12,6%	7,6%	6,1%	8,8%	5,8%	8,4%

Na Figura 7-20 e na Figura 7-21, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os

custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros electroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

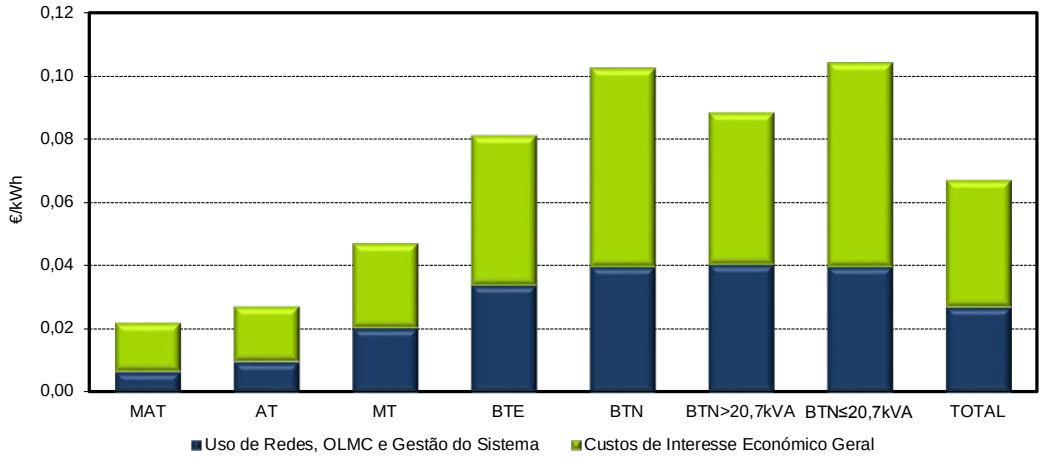
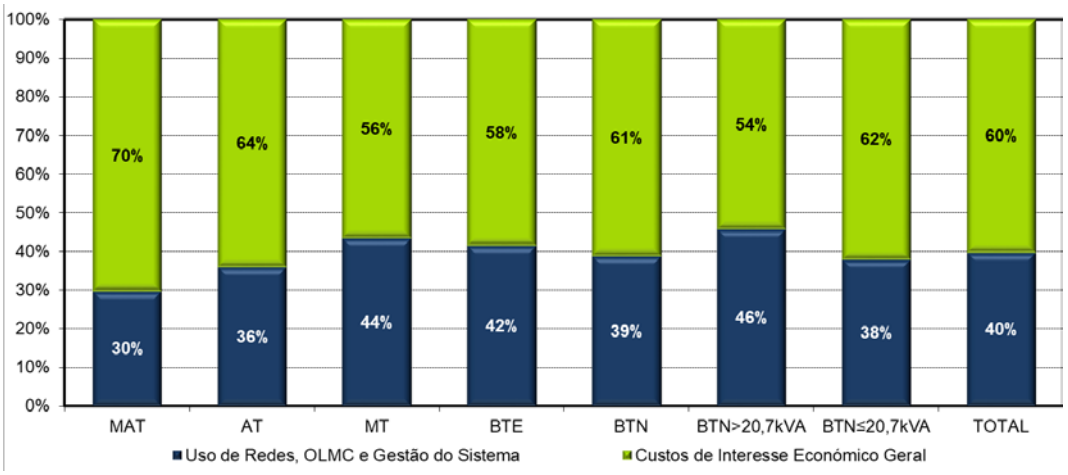


Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



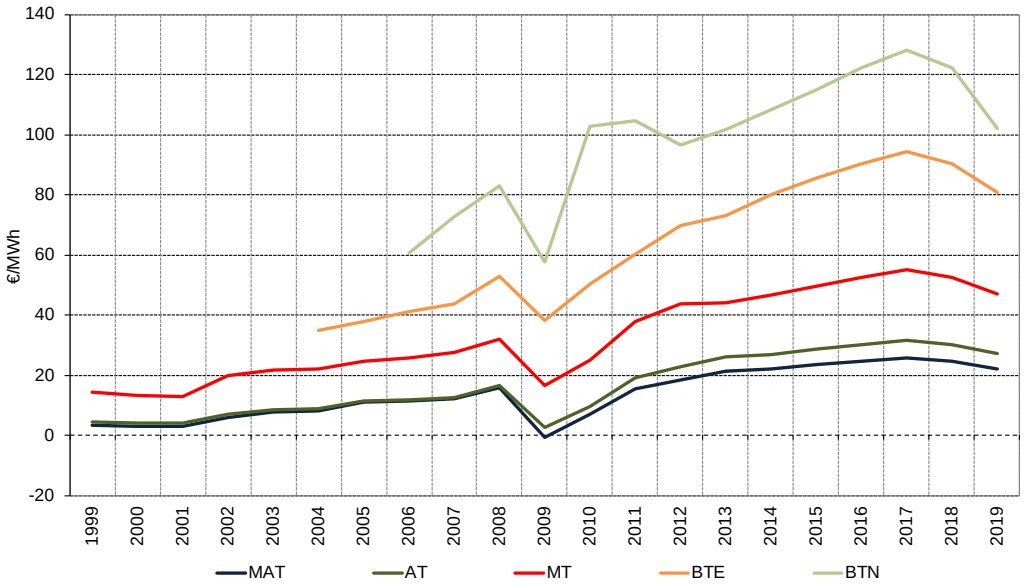
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2019

A Figura 7-22 e a Figura 7-23 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes[46], no período compreendido entre 1999 e 2019, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2018 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 10,0%, 9,4%, 6,1%, 5,7% e 4,1%, respetivamente.

Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)

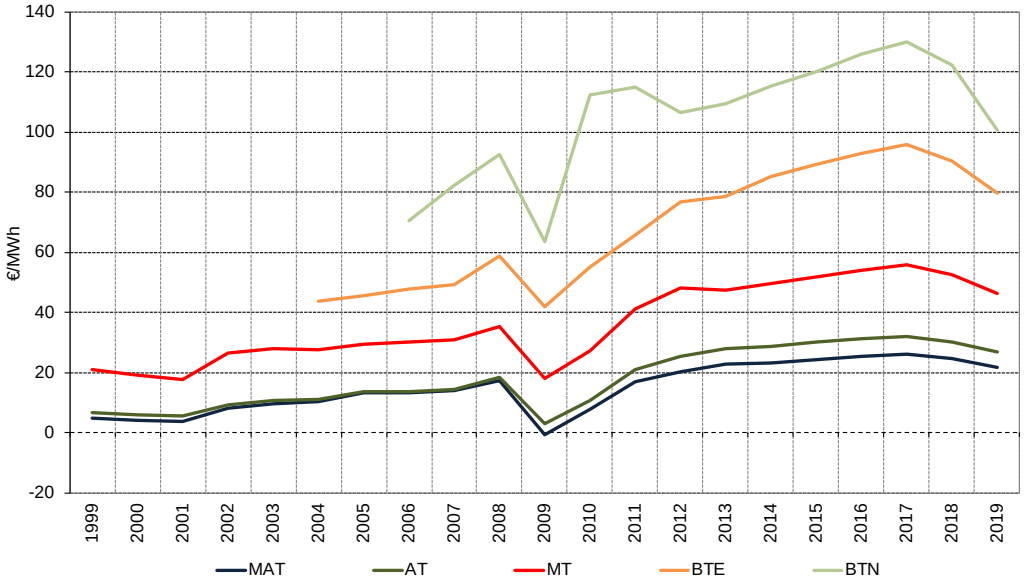


No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 7,9%, 7,2%, 4,0%, 4,1% e 2,8%, respetivamente, a preços constantes de 2018.

[46] Até ao ano 2017 a tarifa de acesso às redes era dada pela soma da tarifa de uso global do sistema, da tarifa de uso da rede de transporte e da tarifa de uso da rede de distribuição. A partir do ano de 2018 o acesso às redes inclui a tarifa OLMC, referente à atividade do operador logístico de mudança de comercializador.

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes

(preços constantes de 2018)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

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	365	-15	162	354	425	477	486	509	530	547	516	455	7,9%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	10,0%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	429	450	468	483	455	402	7,2%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	9,4%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	236	248	258	266	251	221	4,0%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	6,1%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	195	205	213	220	207	183	4,1%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	5,7%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	163	170	178	184	173	143	2,8%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	4,1%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

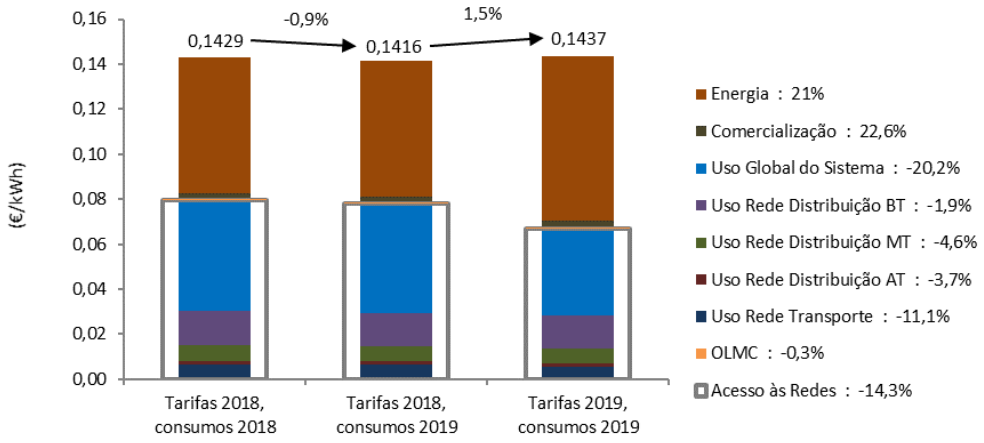
7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2018 E 2019

No presente capítulo apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2018 e 2019. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

A variação de 0,6% no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2018 e 2019, decorre de uma redução de 0,9% por efeito consumo e de um acréscimo tarifário de 1,5% (Figura 7-24).

Na Figura 7-24, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -11,1% para o Uso da Rede de Transporte, -3,7% para o Uso da Rede de Distribuição de AT, -4,6% para o Uso da Rede de Distribuição de MT, -1,9% para o Uso da Rede de Distribuição de BT, -20,2% para o Uso Global do Sistema, -0,3% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, 22,6% para a Comercialização e 21% para a Energia.

Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2018 e 2019, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas de preço médio por nível de tensão: 11,3% em MAT, 8,8% em AT, 5,9% em MT,

2,1% em BTE e - 3,1% em BTN. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT

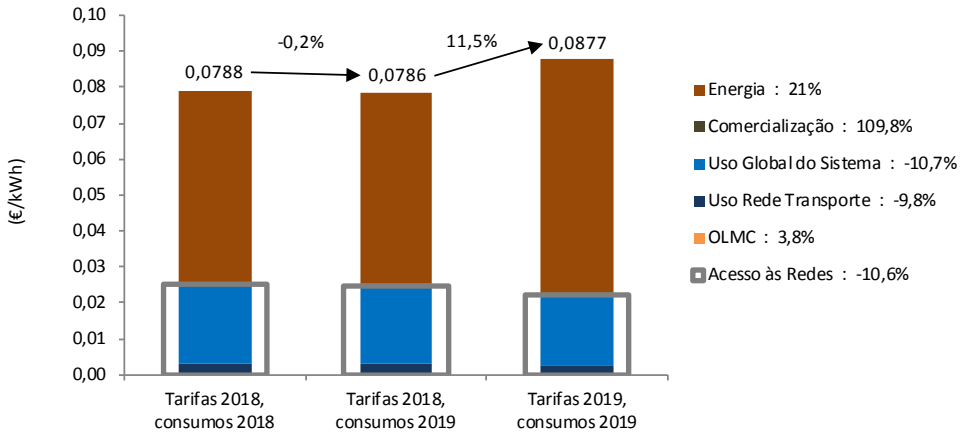


Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT

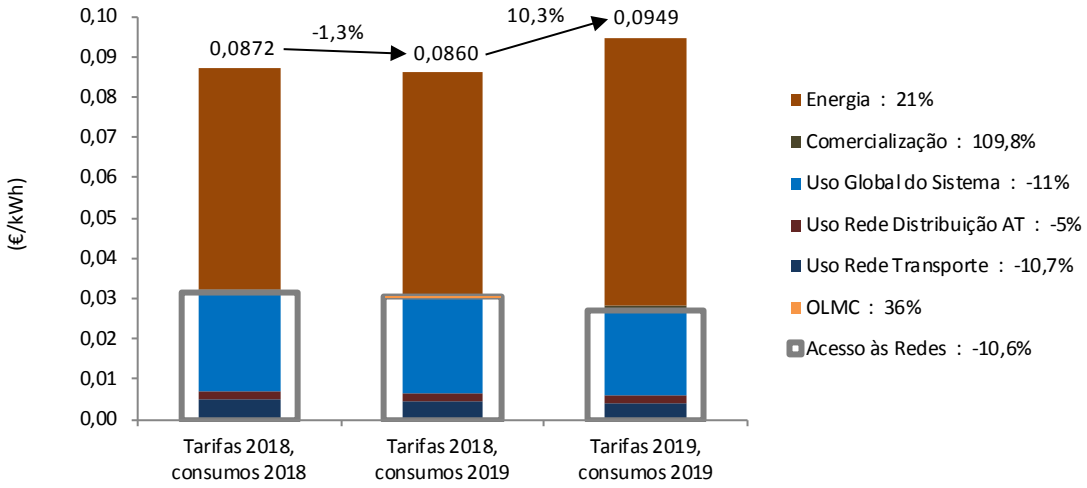


Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT

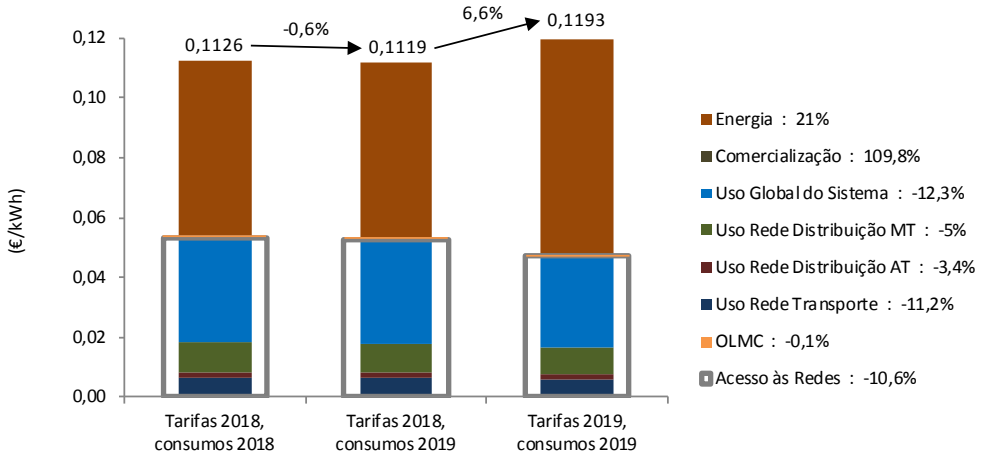


Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE

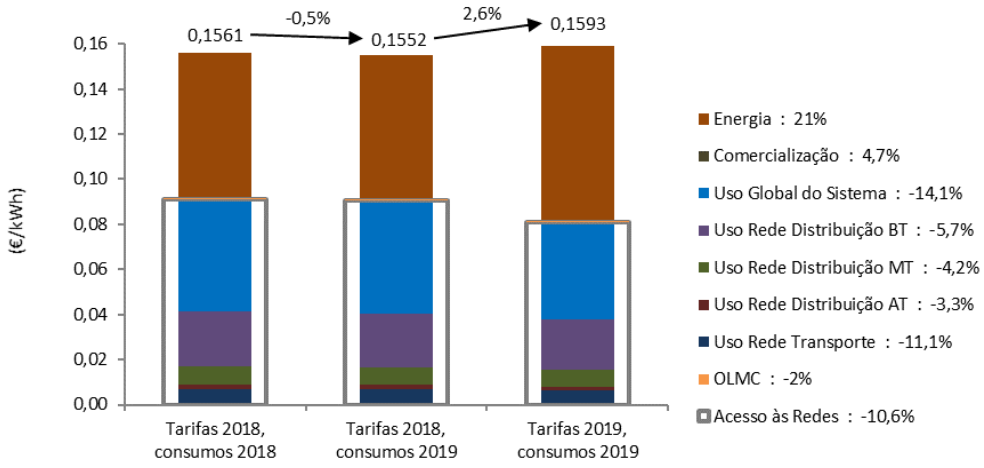
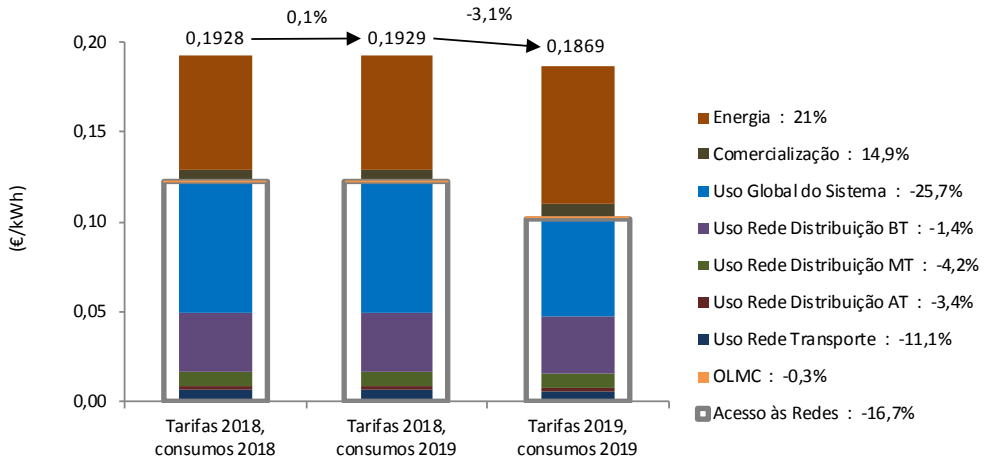


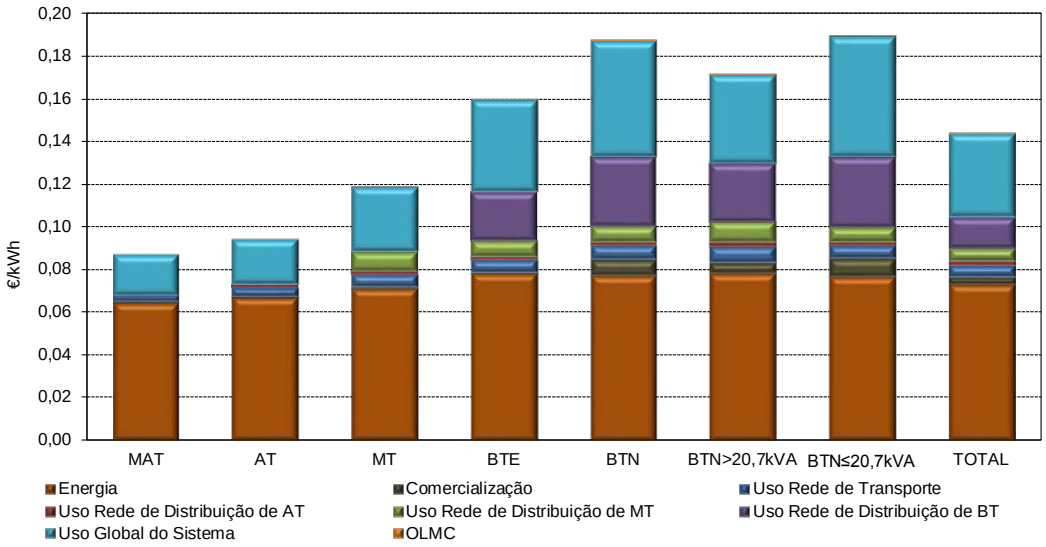
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2019

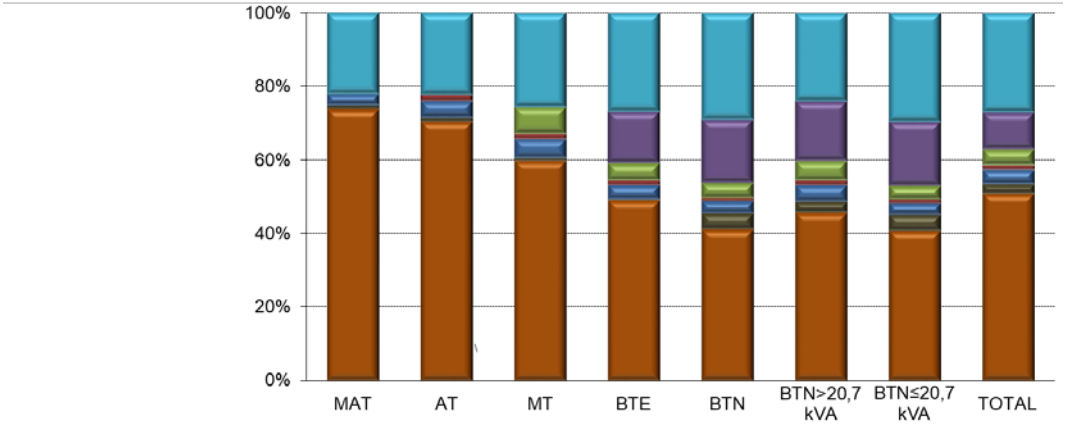
Na Figura 7-30, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2019.

Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 7-31 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>20,7 kVA	BTN≤20,7 kVA	TOTAL
OLMC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,02%	0,04%	0,02%
Uso Global do Sistema	22,1%	22,4%	25,7%	26,9%	29,0%	24,1%	29,6%	27,1%
Uso Rede de Distribuição de BT	0,0%	0,0%	0,0%	14,1%	17,3%	16,2%	17,4%	10,0%
Uso Rede de Distribuição de MT	0,0%	0,0%	7,4%	4,7%	4,0%	5,3%	3,8%	4,5%
Uso Rede de Distribuição de AT	0,0%	1,8%	1,4%	1,1%	0,9%	1,2%	0,9%	1,1%
Uso Rede de Transporte	3,2%	4,4%	5,0%	3,9%	3,3%	4,5%	3,2%	3,9%
Comercialização	1,0%	0,9%	0,8%	0,2%	4,2%	2,9%	4,4%	2,5%
Energia	73,7%	70,4%	59,7%	49,1%	41,2%	45,7%	40,7%	50,8%

Na Figura 7-32 e na Figura 7-33, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais na parcela de Energia e Comercialização, na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais

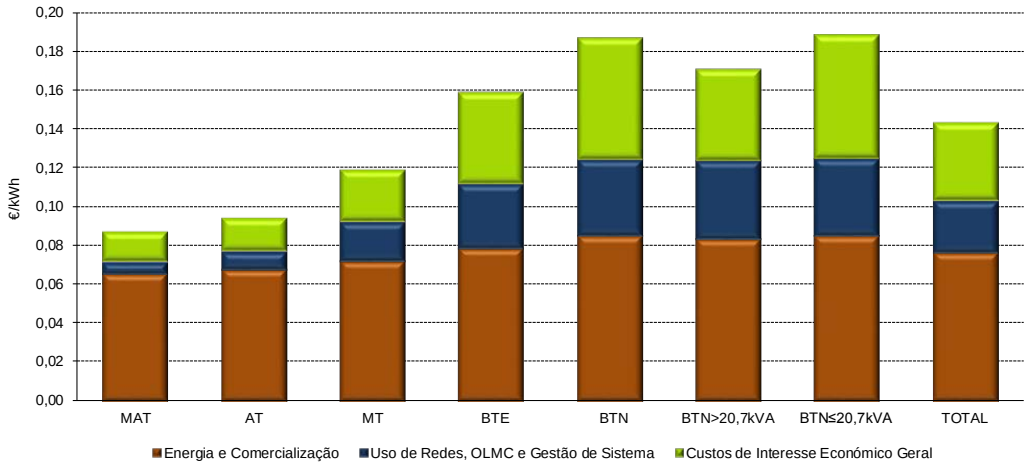
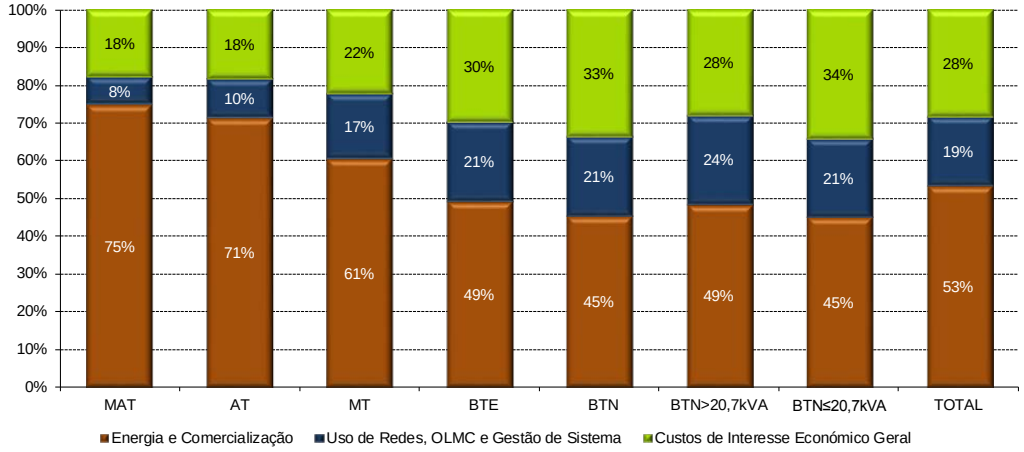


Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



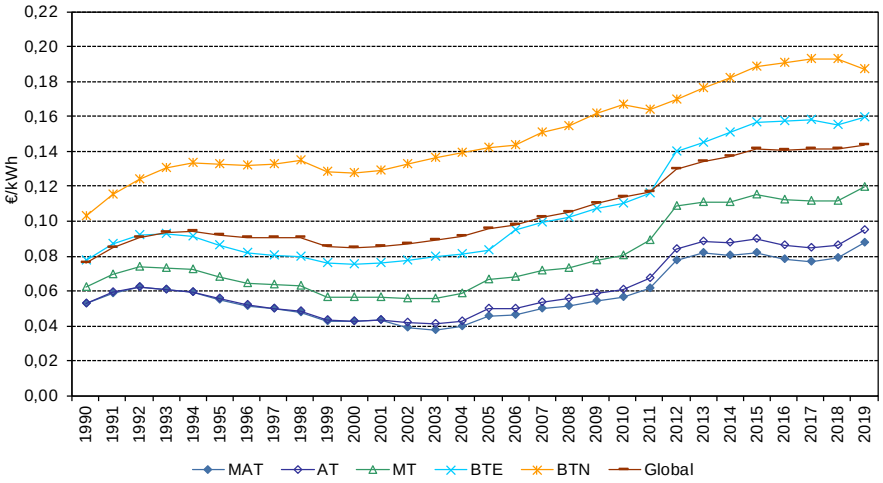
7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2019

Na Figura 7-34 e na Figura 7-35 apresenta-se a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2019, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. As tarifas de referência de Venda a Clientes Finais correspondem às tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais determinadas pela soma das diversas tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de

tensão e tipo de fornecimento. Assim as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais representam a melhor espectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2019 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

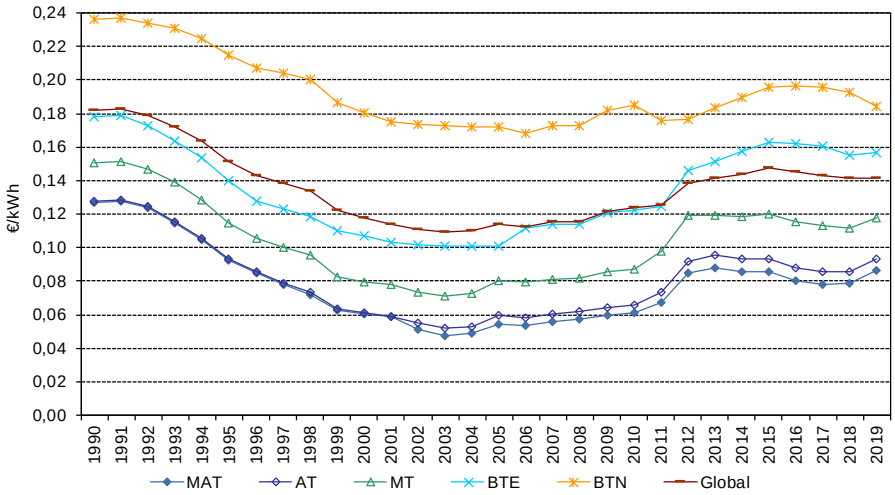
Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2018, o preço médio global registou entre 1990 e 2019 uma redução média anual de 0,9%. Em 2019, o preço médio global é cerca de 80% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2019 são 68%, 73%, 78%, 88% e 78% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2018)



O Quadro 7-4 apresenta a evolução das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998, tendo a ERSE fixado tarifas reguladas pela primeira vez em 1999. É de salientar que se registam valores, em termos reais, para o global e para a BTN muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-4 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	111	108	109	120
	nomina	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117	128
	nomina	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	126	121	119	117	123
	nomina	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	137	136	131	132
	nomina	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	98	98	96	92
	nomina	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	92	93	103	106	107	110	108	107	106	106
	nomina	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159

O Quadro 7-5 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico[47].

Quadro 7-5 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2019 *
MAT	**real**	**-6,6%**	**-2,0%**	**+1,7%**	**+5,8%**	**+8,0%**	**-3,1%**	**+5,5%**
	nominal	-3,3%	+1,3%	+4,4%	+6,3%	+9,1%	-1,5%	+6,9%
AT	**real**	**-6,8%**	**+0,3%**	**+1,0%**	**+6,0%**	**+8,2%**	**-2,7%**	**+4,5%**
	nominal	-3,5%	+3,6%	+3,6%	+6,5%	+9,2%	-1,1%	+6,0%
MT	**real**	**-6,6%**	**+0,8%**	**+0,6%**	**+6,3%**	**+6,5%**	**-1,5%**	**+2,0%**
	nominal	-3,3%	+4,1%	+3,2%	+6,8%	+7,5%	+0,1%	+3,5%
BTE	**real**	**-4,4%**	**-0,7%**	**+4,2%**	**+3,0%**	**+8,1%**	**+0,7%**	**-1,2%**
	nominal	-1,4%	+2,2%	+7,0%	+4,4%	+9,1%	+1,6%	+0,3%
BTN	**real**	**-4,5%**	**-0,4%**	**+0,2%**	**+0,5%**	**+2,6%**	**+1,1%**	**-3,0%**
	nominal	-1,4%	+2,5%	+2,9%	+1,9%	+3,6%	+2,0%	-1,6%
Global	**real**	**-5,2%**	**-0,1%**	**+0,6%**	**+2,7%**	**+4,7%**	**-0,1%**	**-0,6%**
	nominal	-1,8%	+2,7%	+3,3%	+3,4%	+5,6%	+1,1%	+0,8%

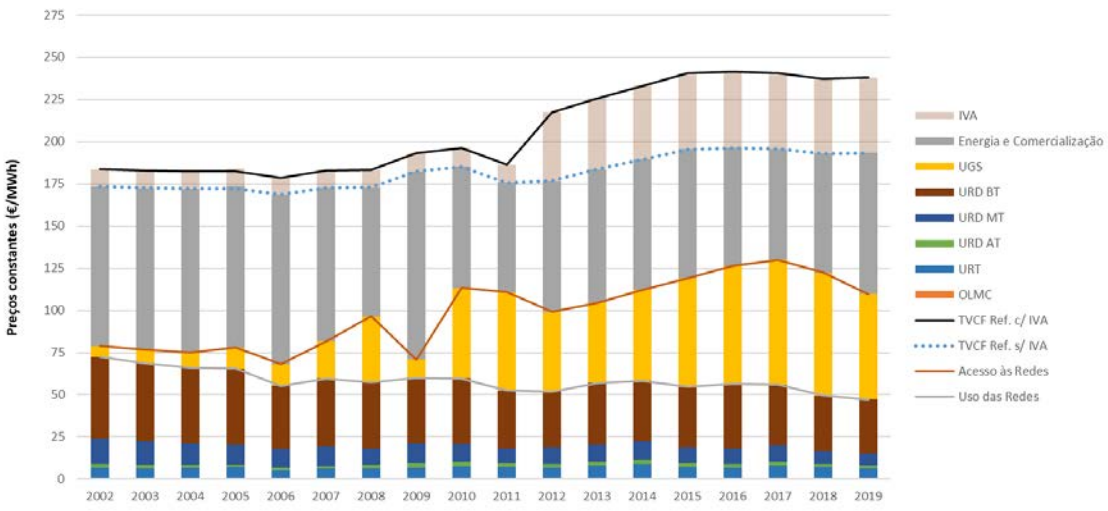
Nota: * A última coluna não representa um período regulatório completo.

Na Figura 7-36 apresenta-se a evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BTN desde 2002, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento da tarifa de UGS que integra os CIEGs e o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012. Em sentido contrário, destaca-se a redução das tarifas de uso das redes[48] sujeitas à regulação da ERSE, tendo atingido em 2019 o valor mais baixo desde 2002.

[47] Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos.

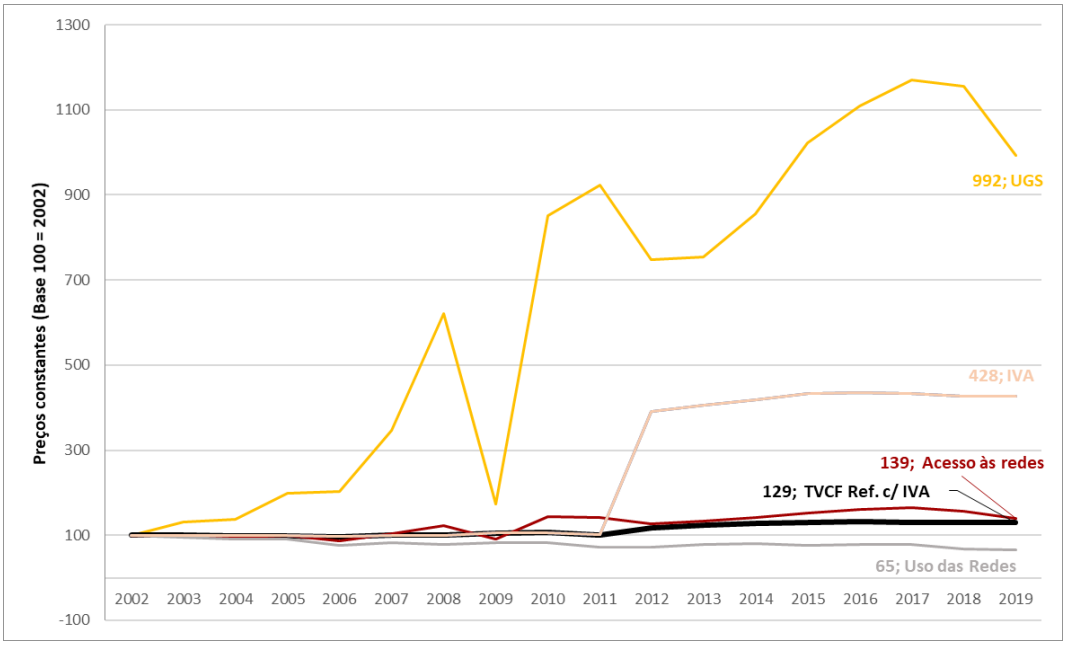
[48] As tarifas de uso das redes incluem as tarifas de uso da rede de transporte (URT) e as tarifas de uso da rede de distribuição (URD de AT, URD de MT, URD de BT)

Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2018)



Na Figura 7-37 apresenta-se a evolução das componentes das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BTN. As tarifas de uso de redes sujeitas à regulação da ERSE observaram desde 2002 uma redução de 35%. Em sentido contrário, o IVA observou um acréscimo de 328%. A tarifa de Uso Global do Sistema, que integra os CIEG, observou um acréscimo de 892%, com o consequente aumento de 39% nas tarifas de acesso às redes e de 29% nas tarifas de referência de venda a clientes finais.

Figura 7-37 - Evolução das componentes das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2018)



7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2018 E 2019

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso em Portugal continental, entre os anos 2018 e 2019.

A Figura 7-38 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE, as quais são aplicadas aos consumidores do mercado regulado nos respetivos níveis de tensão. A figura identifica aumentos tarifários de 0,1% e reduções do preço médio de 0,1% e 0,4% em MT e BTE, respetivamente.

Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em MT e BTE

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT	**0,1341 €/kWh** Receitas: 10 838 mil € Quantidades: 81 GWh	**0,1339 €/kWh** Receitas: 6 764 mil € Quantidades: 50 GWh	-0,1%	0,1%	-0,2%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	**0,1716 €/kWh** Receitas: 14 231 mil € Quantidades: 83 GWh	**0,1710 €/kWh** Receitas: 9 995 mil € Quantidades: 58 GWh	-0,4%	0,1%	-0,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 7-39 apresenta a análise análoga para os clientes em BTN. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA). Verifica-se que a variação tarifária das tarifas transitórias em BTN entre 2018 e 2019 será de -3,5%, a qual resulta de reduções tarifárias de -4,3% e -3,4% em BTN > e BTN ≤, respetivamente.

Figura 7-39 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias em BTN

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	**0,1991 €/kWh** Receitas: 612 839 mil € Quantidades: 3 078 GWh	**0,1934 €/kWh** Receitas: 477 152 mil € Quantidades: 2 468 GWh	-2,9%	-3,5%	0,6%
▪ Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	**0,1834 €/kWh** Receitas: 45 973 mil € Quantidades: 251 GWh	**0,1762 €/kWh** Receitas: 34 041 mil € Quantidades: 193 GWh	-3,9%	-4,3%	0,4%
▪ Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	**0,2005 €/kWh** Receitas: 566 867 mil € Quantidades: 2 827 GWh	**0,1948 €/kWh** Receitas: 443 111 mil € Quantidades: 2 275 GWh	-2,8%	-3,4%	0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2019

Na Figura 7-40 e na Figura 7-41 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 7-40 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019

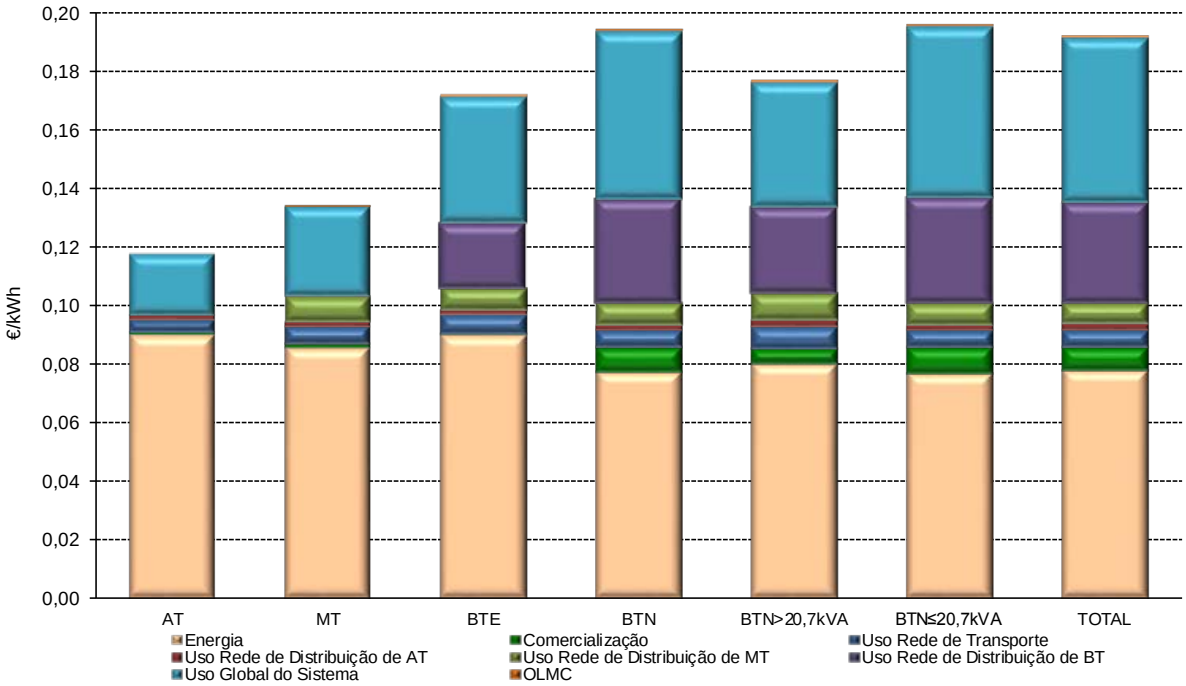
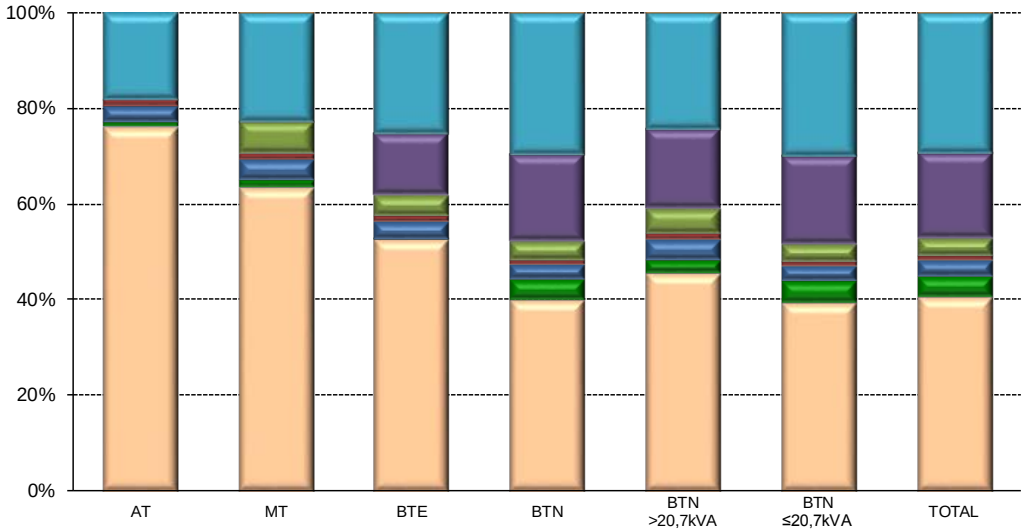


Figura 7-41 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019



	AT	MT	BTE	BTN	BTN >20,7kVA	BTN ≤20,7kVA	TOTAL
OLMC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Uso Global do Sistema	18,1%	22,9%	25,0%	29,5%	24,2%	29,9%	29,2%
Uso Rede de Distribuição de BT	0,0%	0,0%	13,2%	18,3%	16,7%	18,4%	17,8%
Uso Rede de Distribuição de MT	0,0%	6,6%	4,4%	3,8%	5,2%	3,7%	3,8%
Uso Rede de Distribuição de AT	1,5%	1,2%	1,0%	0,9%	1,2%	0,9%	0,9%
Uso Rede de Transporte	3,6%	4,4%	3,6%	3,2%	4,4%	3,1%	3,2%
Comercialização	1,0%	1,3%	0,3%	4,5%	2,9%	4,7%	4,4%
Energia	75,9%	63,5%	52,5%	39,8%	45,5%	39,4%	40,6%

Na Figura 7-42 e na

Figura 7-43, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema; e (iii) Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-42 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019, decomposto por parcelas

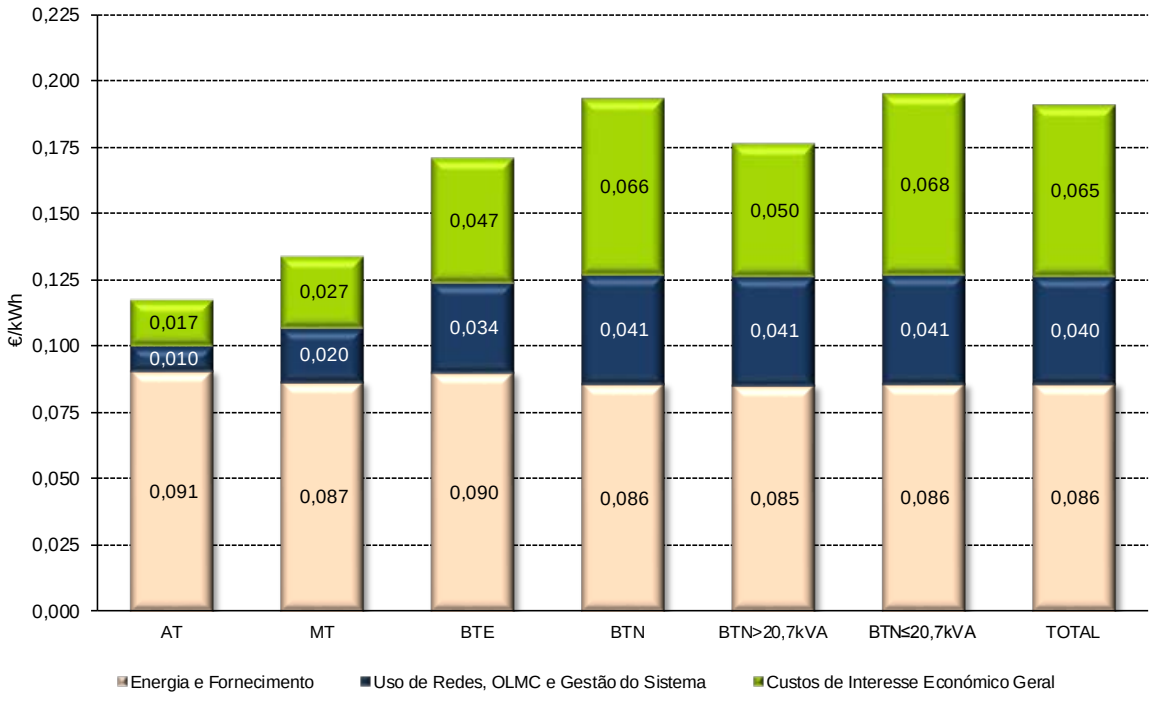
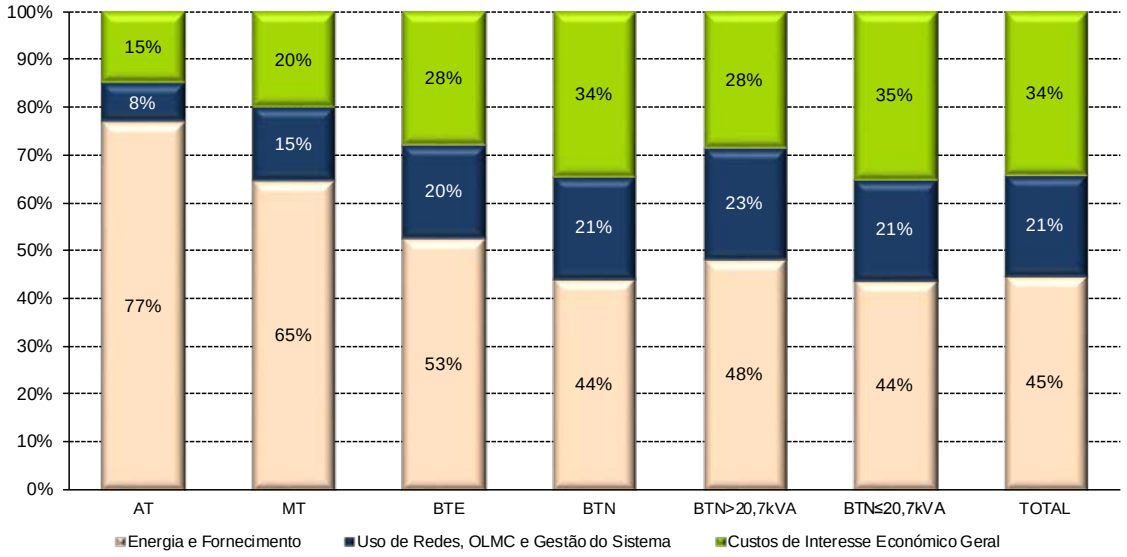


Figura 7-43 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2019, decomposto por parcelas



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2019

Esta secção apresenta as variações nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2019, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2019.[49] No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios, os quais tiveram início em 1998.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal.[50] Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

[49] A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

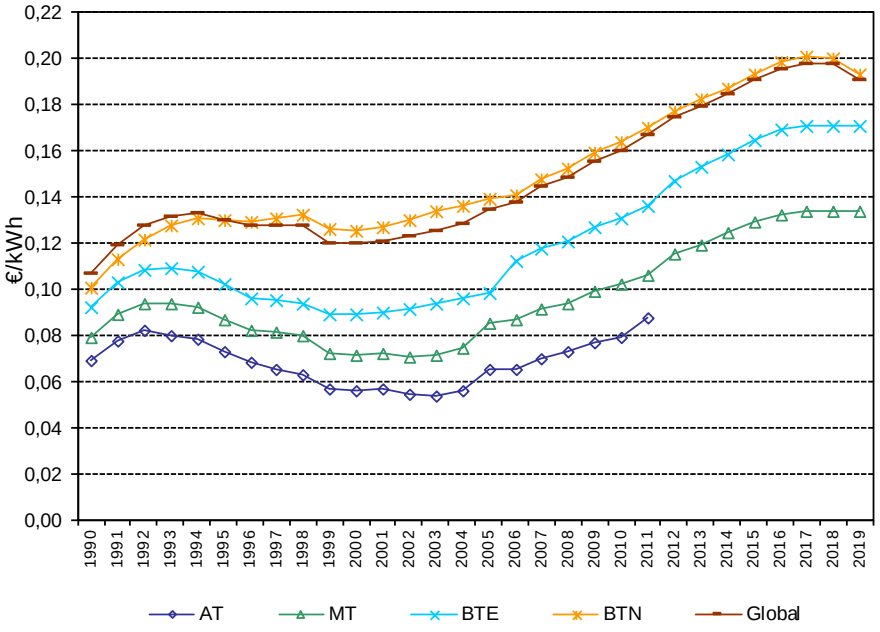
[50] Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

A preços correntes (Figura 7-44), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão. Em termos gerais a figura permite ainda fazer duas observações particulares. Em primeiro lugar verifica-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante. Em segundo lugar observa-se que o valor global é bastante próximo do valor em BTN, o que reflete a preponderância dos consumos em BTN no total de consumidores que ainda estão no mercado regulado.

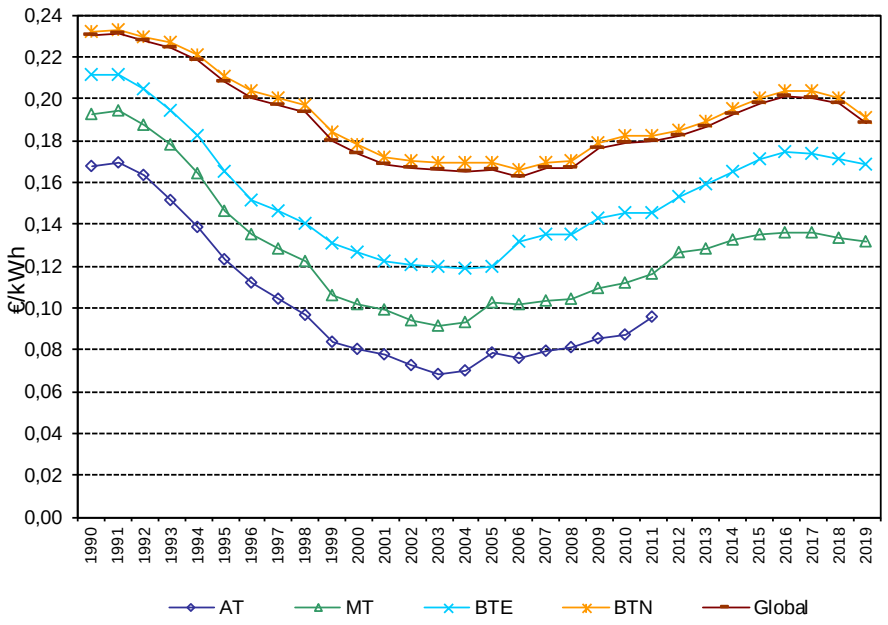
A preços constantes de 2018 (Figura 7-45), o preço médio global registou desde 1990 até 2019 uma redução média anual de 0,7%. Em 2019, o preço médio global é cerca de 82% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2019 são cerca de 69%, 80% e 82% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2018)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos.

O Quadro 7-6 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para o mercado regulado total e para a BTN em particular próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-6 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100)

Preço médio		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
AT *	**real**	**100**	**87**	**83**	**81**	**75**	**71**	**72**	**82**	**79**	**83**	**84**	**88**	**90**	**100**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	**real**	**100**	**87**	**84**	**82**	**77**	**75**	**76**	**84**	**83**	**85**	**86**	**90**	**92**	**96**	**104**	**106**	**109**	**111**	**112**	**111**	**110**	**108**
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167
BTE	**real**	**100**	**93**	**90**	**87**	**86**	**85**	**85**	**85**	**94**	**96**	**96**	**102**	**103**	**104**	**109**	**113**	**118**	**122**	**124**	**124**	**122**	**120**
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182
BTN	**real**	**100**	**93**	**90**	**87**	**86**	**86**	**86**	**86**	**84**	**86**	**86**	**91**	**92**	**92**	**94**	**96**	**99**	**102**	**104**	**103**	**102**	**97**
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146
Global	**real**	**100**	**93**	**90**	**87**	**86**	**86**	**86**	**86**	**84**	**86**	**86**	**91**	**92**	**93**	**94**	**96**	**99**	**102**	**104**	**104**	**102**	**97**
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	154	149

Nota: Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

O Quadro 7-7 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.[51] Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais.

Quadro 7-7 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2019 **
AT *	**real**	**-6,8%**	**+0,3%**	**+1,0%**	**+5,7%**	**-**	**-**	**-**
	nominal	-3,5%	+3,6%	+3,6%	+6,2%	-	-	-
MT	**real**	**-6,6%**	**+0,8%**	**+0,6%**	**+3,8%**	**+4,3%**	**+0,9%**	**-1,4%**
	nominal	-3,3%	+4,1%	+3,2%	+4,3%	+5,3%	+2,5%	-0,1%
BTE	**real**	**-4,4%**	**-0,7%**	**+4,2%**	**+2,6%**	**+4,3%**	**+1,6%**	**-1,5%**
	nominal	-1,4%	+2,2%	+7,0%	+4,0%	+5,3%	+2,5%	-0,1%
BTN	**real**	**-4,5%**	**-0,4%**	**+0,2%**	**+2,4%**	**+2,2%**	**+1,4%**	**-3,2%**
	nominal	-1,4%	+2,5%	+2,9%	+3,8%	+3,2%	+2,3%	-1,8%
Global	**real**	**-4,5%**	**-0,4%**	**+0,2%**	**+2,4%**	**+2,3%**	**+1,4%**	**-3,2%**
	nominal	-1,8%	+2,7%	+3,3%	+4,0%	+3,4%	+2,4%	-1,8%

Nota: * Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. ** A última coluna não representa um período regulatório completo.

[51] Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos em Portugal Continental.

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2018 E 2019

Em 2019, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -0,1%, relativamente a 2018, conforme se ilustra na Figura 7-46.

Figura 7-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, 2019/2018

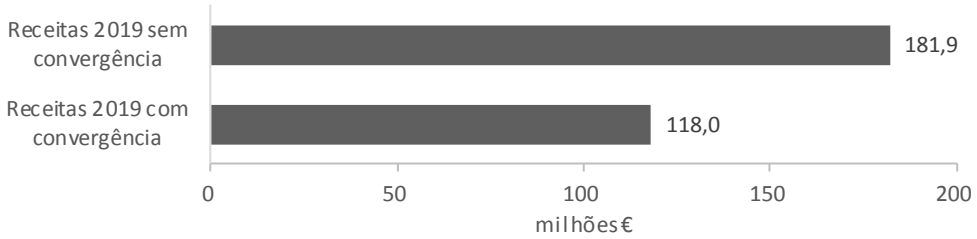
Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAA (total)	**0,1592 €/kWh** Receitas: 117 790 mil € Quantidades: 740 GWh	**0,1596 €/kWh** Receitas: 118 003 mil € Quantidades: 739 GWh	0,3%	-0,1%	0,4%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em MT	**0,1200 €/kWh** Receitas: 34 092 mil € Quantidades: 284 GWh	**0,1212 €/kWh** Receitas: 34 456 mil € Quantidades: 284 GWh	1,0%	0,7%	0,3%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTE	**0,1566 €/kWh** Receitas: 9 236 mil € Quantidades: 59 GWh	**0,1612 €/kWh** Receitas: 9 384 mil € Quantidades: 58 GWh	2,9%	0,5%	2,4%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	**0,1783 €/kWh** Receitas: 7 849 mil € Quantidades: 44 GWh	**0,1763 €/kWh** Receitas: 8 936 mil € Quantidades: 51 GWh	-1,1%	-0,2%	-0,9%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	**0,1888 €/kWh** Receitas: 66 613 mil € Quantidades: 353 GWh	**0,1885 €/kWh** Receitas: 65 228 mil € Quantidades: 346 GWh	-0,2%	-0,6%	0,4%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-47 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em

2019 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2019.

Figura 7-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2019.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2019, isso resultaria numa variação tarifária de 54,0% entre 2018 e 2019, o que compara com uma variação tarifária global de -0,1% para a RAA.

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2019

A Figura 7-48 e a Figura 7-49 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2019, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2019.[52] No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

[52] A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passam 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.

A preços correntes (Figura 7-48), no período compreendido entre 1990 e 2019, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,8%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,2%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de 1,4% e de 1,0%, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-49), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Entre 1990 e 2019, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,7%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2019 são cerca de 55% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2019 são cerca de 64% e 82% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

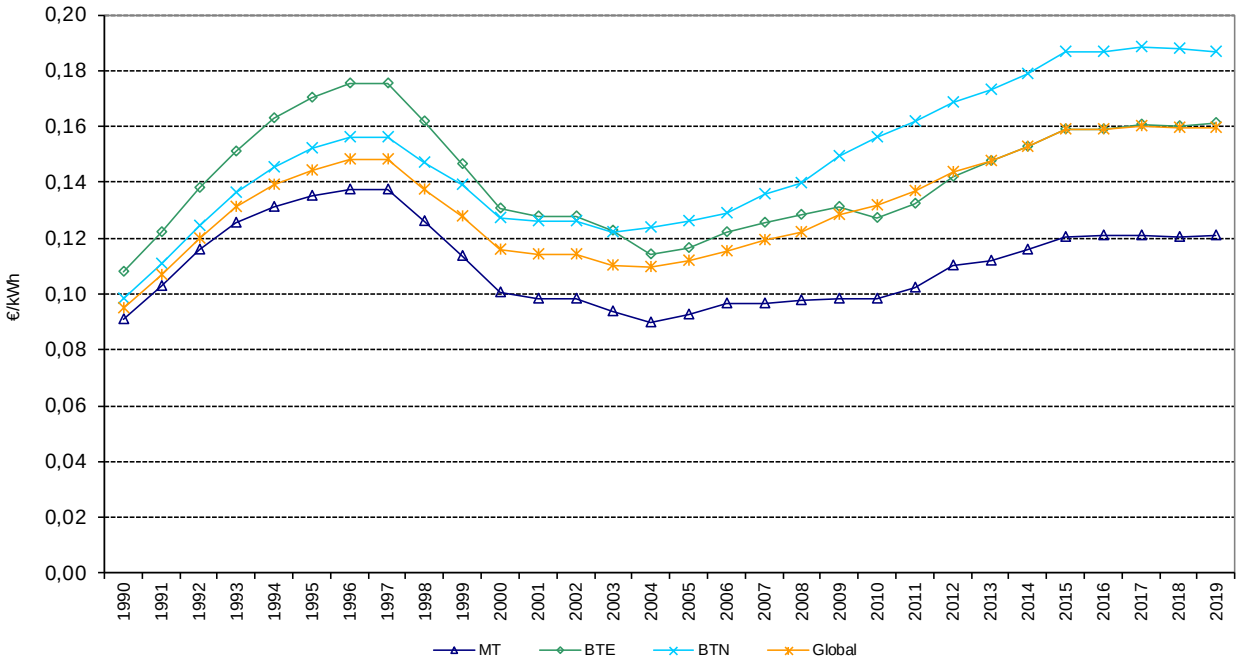
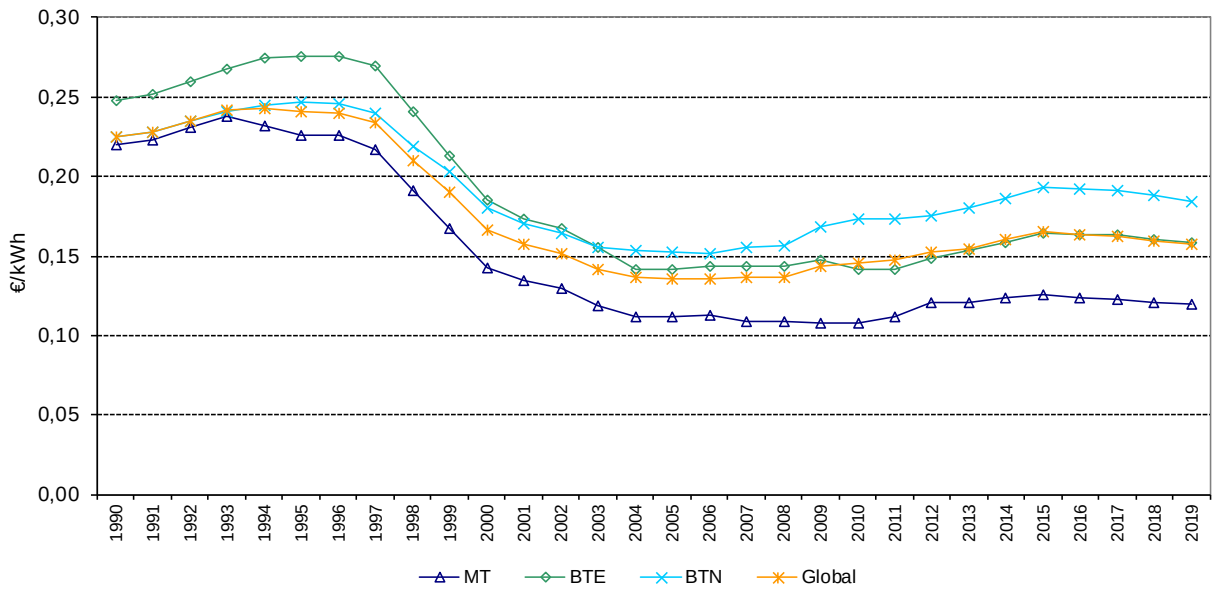


Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2018)



O Quadro 7-8 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

Quadro 7-8 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MT	**real**	**100**	**92**	**86**	**86**	**87**	**84**	**84**	**84**	**83**	**87**	**94**	**93**	**95**	**98**	**96**	**95**	**93**	**92**
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123
BTE	**real**	**100**	**93**	**84**	**84**	**86**	**86**	**86**	**88**	**85**	**85**	**89**	**92**	**95**	**98**	**98**	**97**	**96**	**95**
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126
BTN	**real**	**100**	**94**	**93**	**93**	**92**	**94**	**95**	**102**	**105**	**105**	**107**	**109**	**113**	**117**	**117**	**116**	**114**	**112**
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149

O Quadro 7-9 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.[53] Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN.

[53] Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

Quadro 7-9 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2019 *
MT	**real**	**-4,8%**	**-0,9%**	**+1,0%**	**+3,3%**	**-0,1%**	**-1,4%**
	nominal	-1,9%	+1,7%	+1,5%	+4,2%	+1,5%	+0,0%
BTE	**real**	**-5,5%**	**+0,5%**	**-0,3%**	**+3,9%**	**+0,9%**	**-1,3%**
	nominal	-3,0%	+3,2%	+1,0%	+4,9%	+1,8%	+0,1%
BTN	**real**	**-2,5%**	**+0,7%**	**+3,5%**	**+2,4%**	**+0,8%**	**-1,8%**
	nominal	+0,1%	+3,5%	+5,0%	+3,4%	+1,7%	-0,4%

Nota: A última coluna não representa um período regulatório completo.

7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2018 E 2019

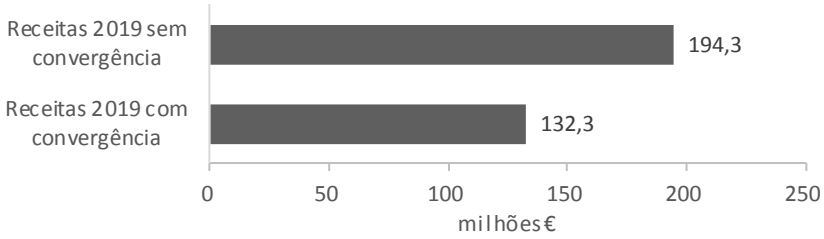
Em 2019, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de 0,0%, relativamente a 2018, conforme se ilustra na Figura 7-50.

Figura 7-50 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, 2019/2018

Tarifa	Preço médio 2018	Preço médio 2019	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAM (total)	**0,1656 €/kWh** Receitas: 131 622 mil € Quantidades: 795 GWh	**0,1648 €/kWh** Receitas: 132 299 mil € Quantidades: 803 GWh	-0,5%	0,0%	-0,5%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em MT	**0,1152 €/kWh** Receitas: 24 282 mil € Quantidades: 211 GWh	**0,1161 €/kWh** Receitas: 25 330 mil € Quantidades: 218 GWh	0,7%	1,1%	-0,4%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTE	**0,1643 €/kWh** Receitas: 23 793 mil € Quantidades: 145 GWh	**0,1626 €/kWh** Receitas: 25 515 mil € Quantidades: 157 GWh	-1,0%	1,0%	-2,0%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	**0,1725 €/kWh** Receitas: 11 579 mil € Quantidades: 67 GWh	**0,1738 €/kWh** Receitas: 11 709 mil € Quantidades: 67 GWh	0,8%	0,3%	0,4%
▪ Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	**0,1935 €/kWh** Receitas: 71 968 mil € Quantidades: 372 GWh	**0,1936 €/kWh** Receitas: 69 745 mil € Quantidades: 360 GWh	0,1%	-0,7%	0,8%

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-51 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2019 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2019.

Figura 7-51 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos previsto para 2019.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2019, isso resultaria numa variação tarifária de 46,9% entre 2018 e 2019, o que compara com uma variação tarifária global de 0,0% para a RAM.

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2019

A Figura 7-52 e a Figura 7-53 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2019, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2019.[54] No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam 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.

[54] A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A preços correntes (Figura 7-52), no período compreendido entre 1990 e 2019, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,4%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 1,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,3% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-53), entre 1990 e 2019, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,5%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 1,4%. Ainda em preços constantes os preços médios em MT em 2019 são cerca de 57% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2019 são cerca de 62% e 67% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)

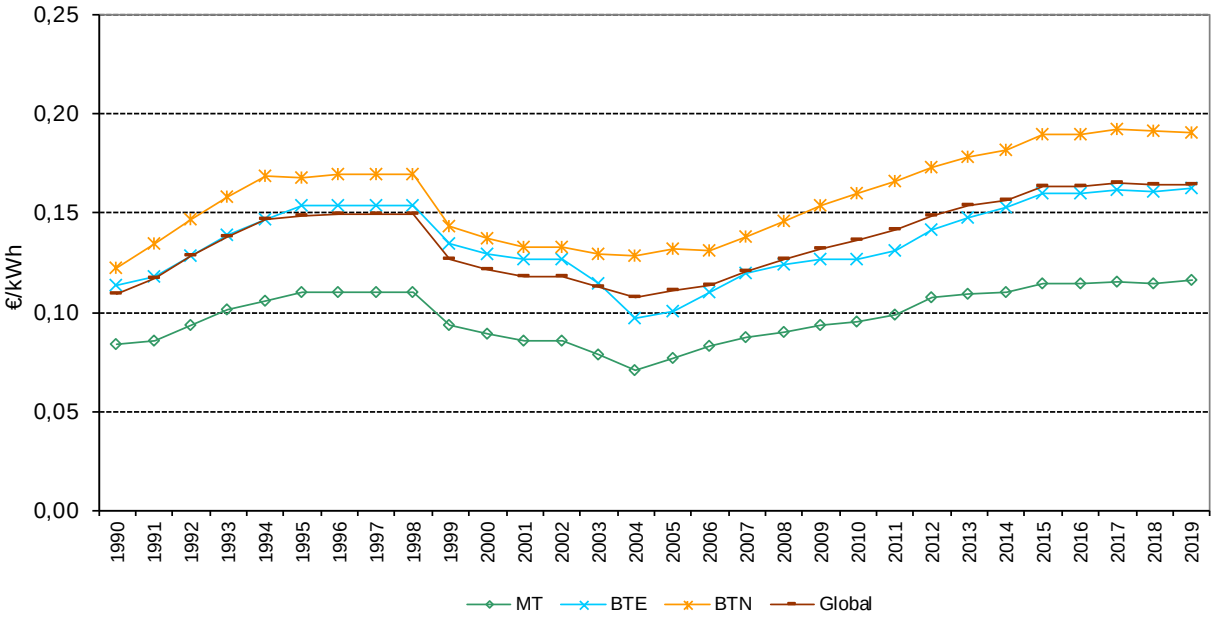
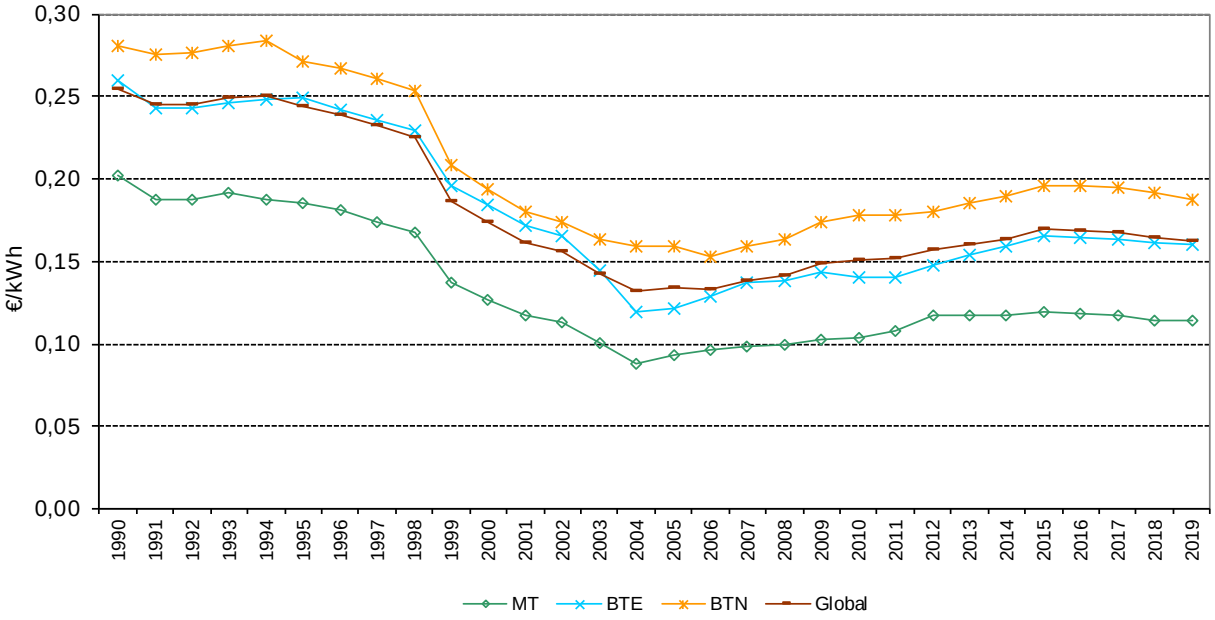


Figura 7-53 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2018)



O Quadro 7-10 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais se registam valores reais para MT e BTE próximos dos valores de 2002.

Quadro 7-10 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MT	**real**	**100**	**89**	**78**	**82**	**86**	**88**	**88**	**91**	**92**	**96**	**104**	**104**	**104**	**106**	**105**	**104**	**102**	**101**
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135
BTE	**real**	**100**	**87**	**72**	**74**	**78**	**83**	**83**	**86**	**85**	**85**	**89**	**93**	**96**	**100**	**99**	**99**	**97**	**97**
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128
BTN	**real**	**100**	**94**	**92**	**92**	**88**	**91**	**94**	**100**	**102**	**103**	**104**	**107**	**109**	**113**	**113**	**112**	**110**	**108**
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144

O Quadro 7-11 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.[55] Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN.

[55] Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

Quadro 7-11 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2019 *
MT	**real**	**-6,3%**	**+2,4%**	**+2,8%**	**+2,6%**	**-0,0%**	**-1,1%**
	nominal	-3,4%	+5,1%	+3,3%	+3,5%	+1,6%	+0,3%
BTE	**real**	**-9,8%**	**+4,3%**	**+0,6%**	**+4,2%**	**+0,9%**	**-1,1%**
	nominal	-7,3%	+7,1%	+2,0%	+5,2%	+1,8%	+0,3%
BTN	**real**	**-2,8%**	**+0,9%**	**+2,9%**	**+2,0%**	**+0,9%**	**-1,8%**
	nominal	-0,3%	+3,6%	+4,4%	+3,0%	+1,8%	-0,4%

Nota: A última coluna não representa um período regulatório completo.

7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

A convergência tarifária das Região Autónoma do Açores e da Região Autónoma da Madeira reflete a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) mais baixas do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA's). A diferença entre os proveitos recuperados com as TVCF das RA's e os proveitos permitidos das atividades reguladas é designado como custo da convergência tarifária, o qual é repercutido na tarifa de uso global do sistema.

As TVCF das RA's baseiam-se na aplicação das tarifas aditivas, as quais representam a estrutura de custos eficientes em Portugal continental. Isto significa que as TVCF das RA's procuram mitigar os custos médios mais elevados nas RA's devido à natureza insular. O quadro que se segue apresenta a variação tarifária entre 2018 e 2019 da tarifa aditiva aplicada às quantidades de consumo de Portugal continental.[56]

Quadro 7-12 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2018 e 2019 em Portugal continental

	MT	BTE	BTN
Portugal continental	6,6%	2,6%	-3,1%

Nota: inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa aditiva só será aplicada diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações dos diferentes preços acima de um determinado valor

[56] Inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

percentual máximo, estipulado anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa aditiva para o próximo ano com a tarifa de venda a clientes finais do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma.

A variação tarifária global, bem como a variação tarifária por nível de tensão da TVCF nas duas RA's é apresentada no Quadro 7-13. A variação tarifária global de cada RA depende das variações tarifárias da tarifa aditiva por nível de tensão (Quadro 7-12) e da estrutura de consumo por nível de tensão de cada RA. As variações tarifárias por nível de tensão em cada RA dependem igualmente das variações tarifárias da tarifa aditiva, mas também da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos tarifários.

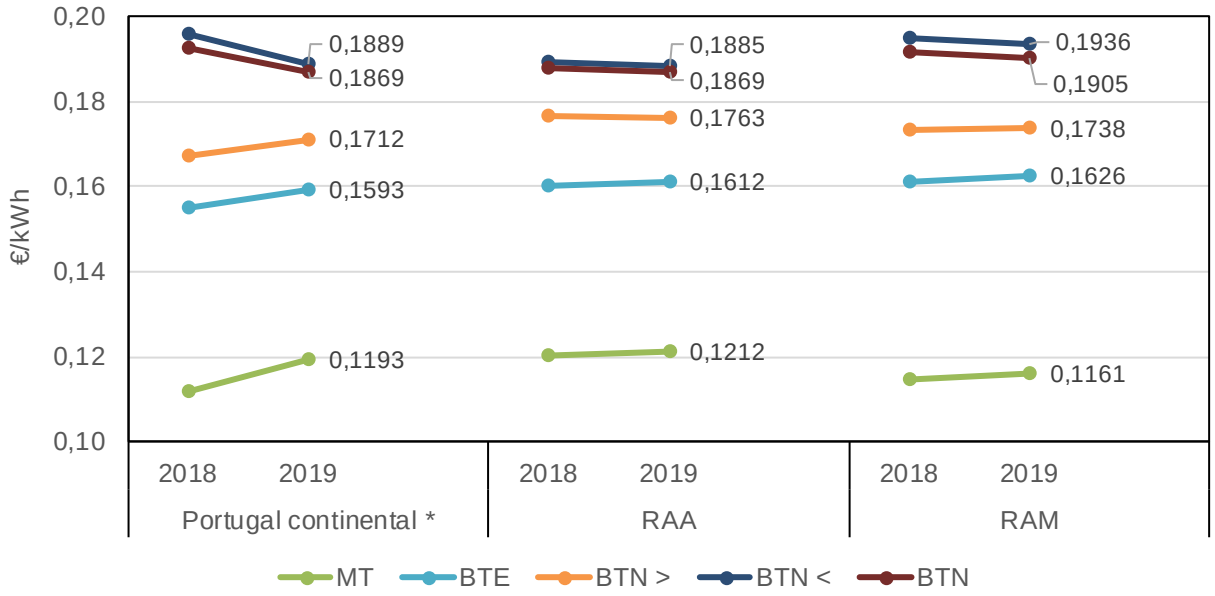
Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa de venda a clientes finais entre 2018 e 2019, por região

	MT	BTE	BTN	**Global**
Região Autónoma dos Açores	0,7%	0,5%	-0,6%	**-0,1%**
Região Autónoma da Madeira	1,1%	1,0%	-0,6%	**0,0%**

Na Figura 7-54 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental[57] e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2018 e 2019. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2019. Assim, a evolução entre 2018 e 2019 corresponde à variação tarifária em cada região.

[57] Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 7-54 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM

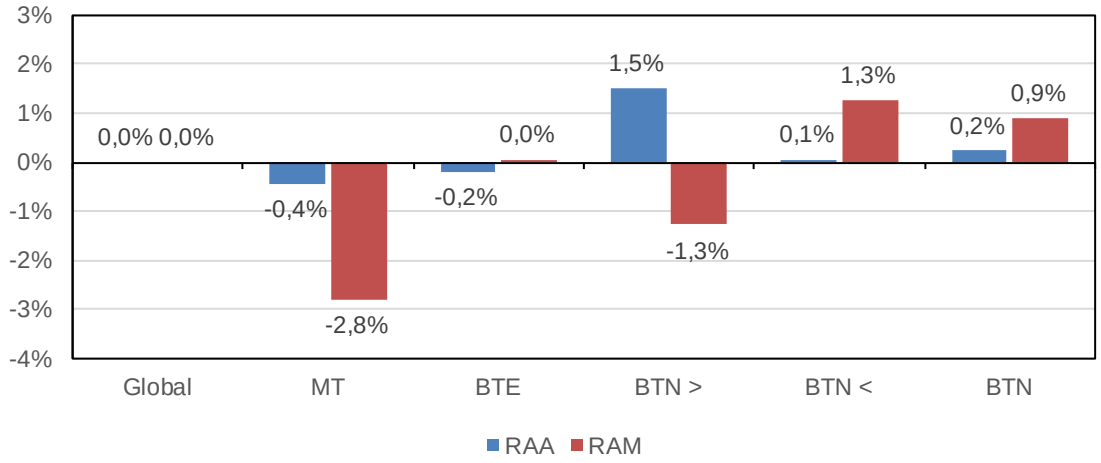


Notas: * Determinado com base nas tarifas aditivas aplicadas às quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

Mesmo que fossem aplicados os mesmos preços nas várias regiões, poderiam resultar preços médios distintos na Figura 7-54 devido às diferenças nas estruturas de consumo das regiões. De forma a corrigir o efeito das diferenças de estrutura de consumos entre as Regiões Autónomas e o Continente, comparam-se na Figura 7-55 as TVCF das Regiões Autónomas com a aplicação da tarifa aditiva às quantidades fornecidas em cada Região Autónoma, medindo os desvios percentuais em preços médio da TVCF em cada Região Autónoma face à tarifa aditiva.

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio em termos globais para as duas regiões autónomas, como pode ser comprovado na Figura 7-55. O mecanismo de convergência tarifária irá assegurar a prazo uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

Figura 7-55 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva

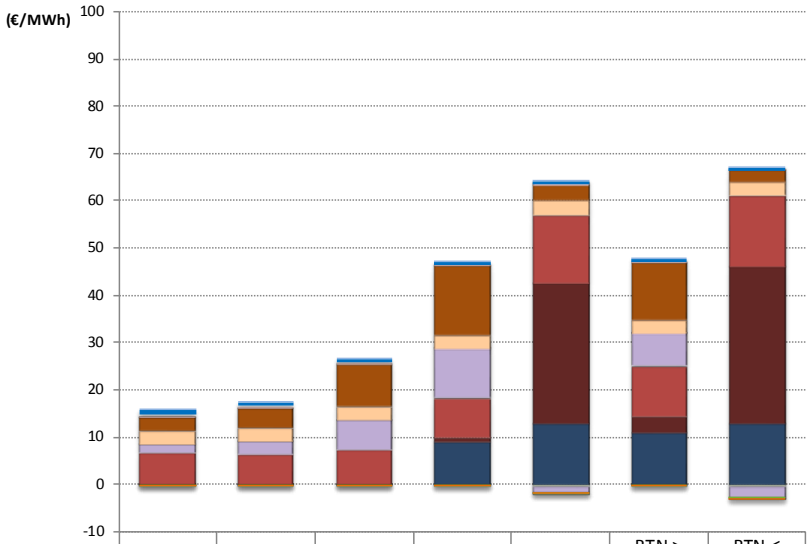


7.8 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2019

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 7-56 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2019, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, o sobrecusto dos CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 e as rendas pagas aos Municípios.

Figura 7-56 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2019, por componente

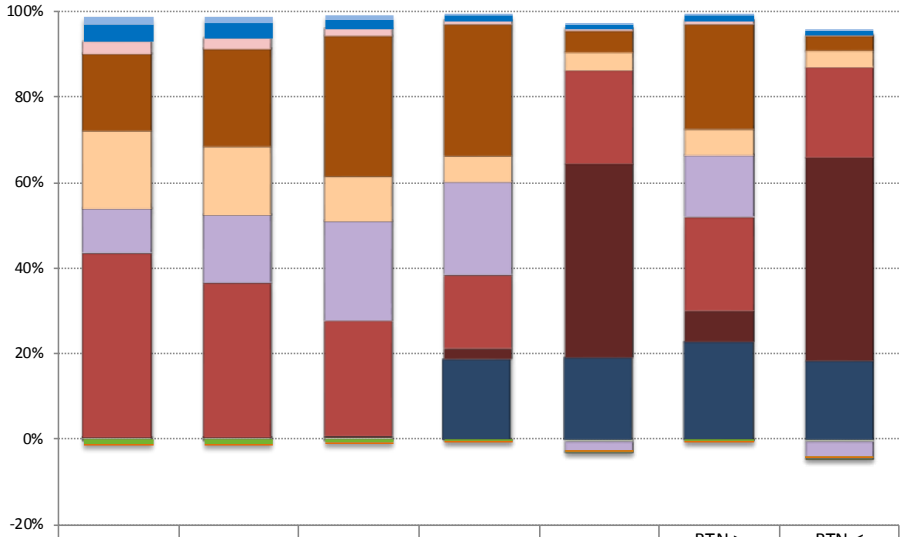


	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
PPEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrenos	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Sobreproveito	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
Transf comercialização UGS	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
Ajust. de aquisição de energia	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Garantia de Potência	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
CMEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrecusto CAE	2,92	4,06	8,83	14,60	3,38	11,79	2,32
Estabilidade (DL 165/2008)	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Sobrecusto das RAs	1,69	2,82	6,22	10,40	-1,61	7,06	-2,71
Sobrecusto PRE- não DL 90/2006	6,84	6,37	7,21	8,10	14,33	10,33	14,84
Sobrecusto PRE-DL 90/2006	0,00	0,00	0,18	1,17	29,59	3,56	32,90
Rendas Municípios	0,00	0,00	0,00	8,77	12,58	10,82	12,81
Outros	0,14	0,14	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16

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; **Sobreproveito** – Sobreproveito 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 RAs** – 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.

Na Figura 7-57, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

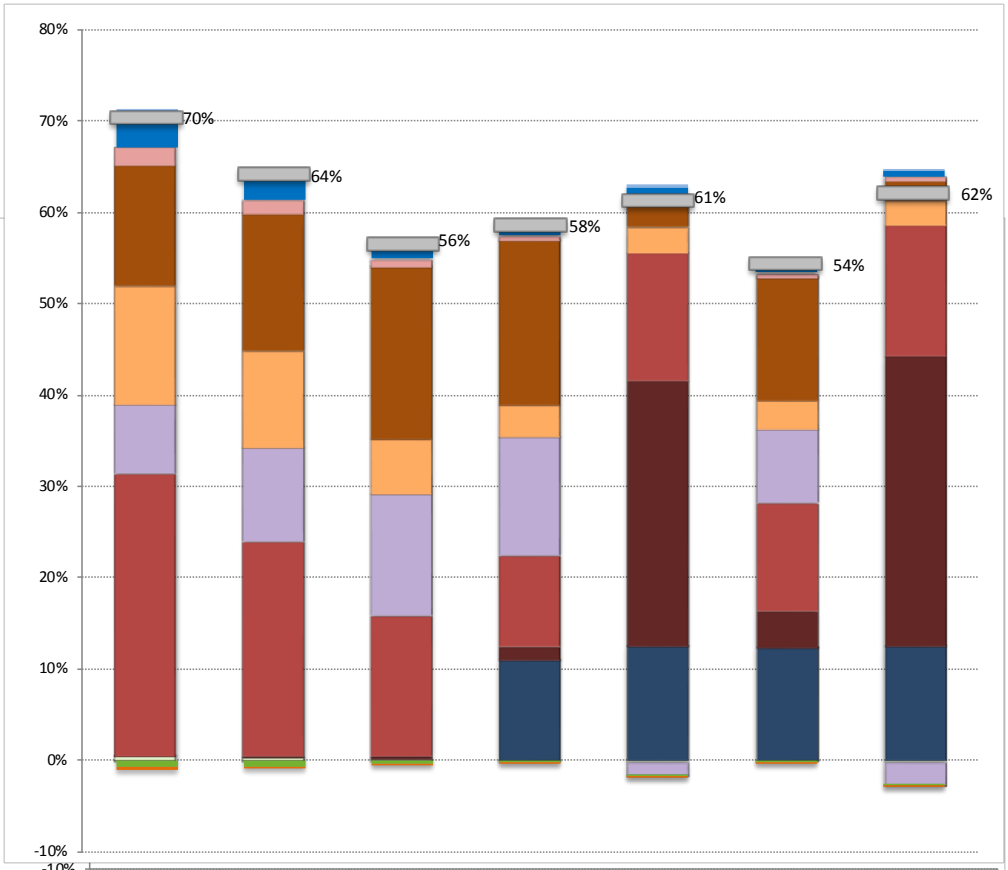
Figura 7-57 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2018



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
PPEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Terrenos	1,7%	1,5%	1,0%	0,6%	0,4%	0,6%	0,4%
Sobreproveito	-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Transf comercialização UGS	-1,1%	-1,0%	-0,7%	-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,3%
Ajust. de aquisição de energia	4,3%	3,8%	2,5%	1,4%	1,1%	1,4%	1,0%
Garantia de Potência	2,7%	2,4%	1,6%	0,9%	0,7%	0,9%	0,7%
CMEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sobrecusto CAE	18,7%	23,3%	33,2%	30,9%	5,4%	24,7%	3,6%
Estabilidade (DL 165/2008)	18,4%	16,5%	10,8%	6,1%	4,6%	6,0%	4,5%
Sobrecusto das RAs	10,8%	16,2%	23,4%	22,0%	-2,6%	14,8%	-4,2%
Sobrecusto PRE- não DL 90/2006	43,8%	36,6%	27,1%	17,2%	22,9%	21,6%	23,1%
Sobrecusto PRE-DL 90/2006	0,0%	0,0%	0,7%	2,5%	47,4%	7,5%	51,1%
Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	18,6%	20,1%	22,7%	19,9%
Outros	0,9%	0,8%	0,6%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%

Na Figura 7-58 e na Figura 7-59, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacte dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

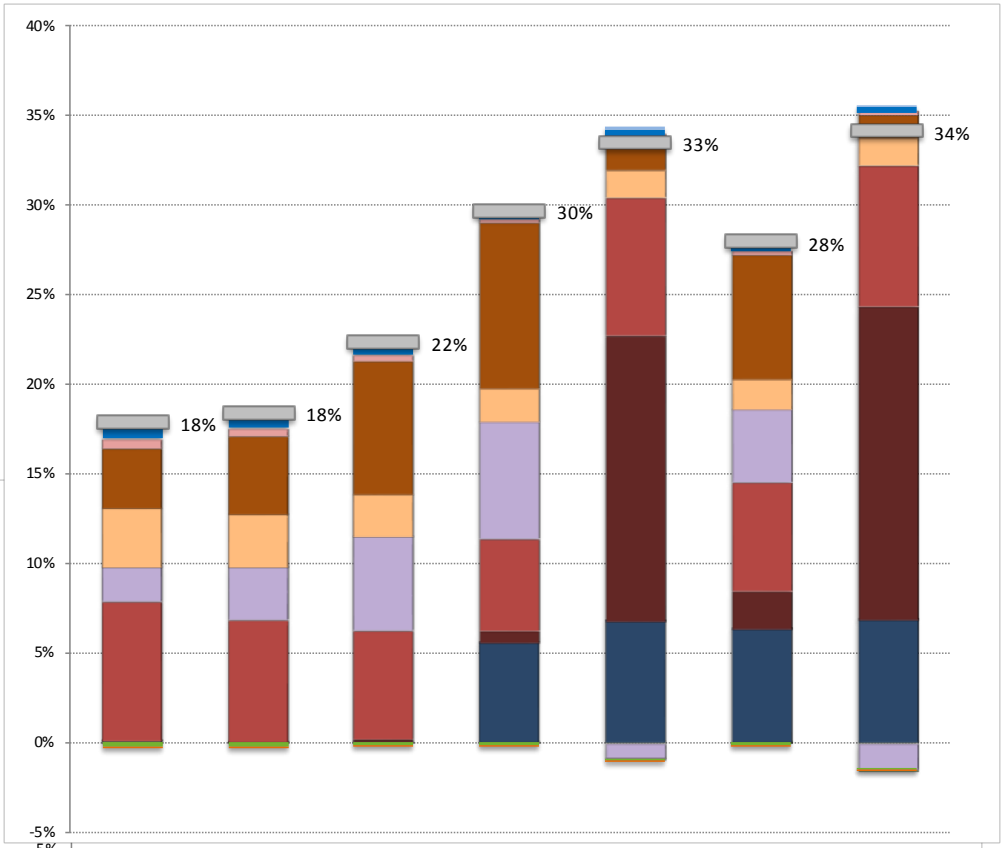
Figura 7-58 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
PPEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Terrenos	1,2%	1,0%	0,6%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
Sobreproveito	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Transf comercialização UGS	-0,8%	-0,7%	-0,4%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Ajust. de aquisição de energia	3,0%	2,4%	1,4%	0,8%	0,7%	0,8%	0,6%
Garantia de Potência	1,9%	1,6%	0,9%	0,5%	0,4%	0,5%	0,4%
CMEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sobrecusto CAE	13,2%	14,9%	18,8%	18,1%	3,3%	13,4%	2,2%
Estabilidade (DL 165/2008)	12,9%	10,6%	6,1%	3,6%	2,8%	3,3%	2,8%
Sobrecusto das RAs	7,6%	10,4%	13,2%	12,9%	-1,6%	8,0%	-2,6%
Sobrecusto PRE- não DL 90/2006	30,8%	23,4%	15,3%	10,0%	14,0%	11,7%	14,3%
Sobrecusto PRE-DL 90/2006	0,0%	0,0%	0,4%	1,4%	29,0%	4,0%	31,7%
Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	10,9%	12,3%	12,3%	12,3%
Outros	0,6%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

Nos preços pagos em 2019 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 18% em MAT e 34% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-59 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN > 20,7kVA	BTN ≤ 20,7kVA
PPEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Terrenos	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%
Sobreproveito	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Transf comercialização UGS	-0,2%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Ajust. de aquisição de energia	0,8%	0,7%	0,6%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Garantia de Potência	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
CMEC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sob. do Agente Comercial	3,3%	4,3%	7,4%	9,2%	1,8%	6,9%	1,2%
Estabilidade (DL 165/2008)	3,3%	3,0%	2,4%	1,8%	1,5%	1,7%	1,5%
Sobrecusto das RAs	1,9%	3,0%	5,2%	6,5%	-0,9%	4,1%	-1,4%
Sobrecusto PRE- não DL 90/2006	7,8%	6,7%	6,0%	5,1%	7,7%	6,0%	7,9%
Sobrecusto PRE-DL 90/2006	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	15,8%	2,1%	17,4%
Rendas Municípios	0,0%	0,0%	0,0%	5,5%	6,7%	6,3%	6,8%
Outros	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

ANEXOS

ANEXO I

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2019 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Lei n.º 113/2017 - Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29	Grandes Opções do Plano para 2018
Lei n.º 114/2017 - Diário da República n.º 249/2017, Série I de 2017-12-29	Orçamento do Estado para 2018
Diretiva n.º 1/2018 - Diário da República n.º 2/2018, Série II de 2018-01-03	Operacionalização do regime equiparado ao das tarifas transitórias
Diretiva n.º 2/2018 - Diário da República n.º 3/2018, Série II de 2018-01-04	Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018
Diretiva (extrato) n.º 3/2018 - Diário da República n.º 8/2018, Série II de 2018-01-11	Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2018
Portaria n.º 32/2018 - Diário da República n.º 16/2018, Série I de 2018-01-23	Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 6/2018 - Diário da República n.º 41/2018, Série II de 2018-02-27	Aprovação das regras dos projetos-piloto de aperfeiçoamento da estrutura tarifária e de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental
Portaria n.º 62/2018 - Diário da República n.º 44/2018,Série I de 2018-03-02	Aprovação do regulamento para atribuição de licenças de produção ou aceitação de comunicação prévia para a produção de eletricidade em regime especial e no regime remuneratório geral
Despacho n.º 3306/2018 -Diário da República n.º 65/2018, Série II de 2018-04-03	Regulamento que estabelece os requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV
Diretiva n.º 8/2018 - Diário da República n.º 83/2018, Série II de 2018-04-30	Fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais
Despacho n.º 4389-A/2018 -Diário da República n.º 85/2018, 1º Suplemento, Série II de 2018-05-03	Determina que o valor do parâmetro «k», para o ano de 2018, toma o valor de 1, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 4/2018, de 2 de fevereiro, criou um incentivo, que assume a forma de um desconto aplicado ao preço de energia elétrica, aplicável a veículos elétricos
Decreto-Lei n.º 33/2018 - Diário da República n.º 93/2018, Série I de 2018-05-15	Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2018
Decreto-Lei n.º 36/2018 - Diário da República n.º 98/2018,Série I de 2018-05-22	Aprova um regime extraordinário relativo ao abastecimento provisório de energia elétrica a fogos integrados em núcleos de habitações precárias

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 10/2018 - Diário da República n.º 131/2018, Série II de 2018-07-10	Implementação do mercado intradiário contínuo e aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e do Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da interligação Portugal-Espanha
Diretiva n.º 11/2018 - Diário da República n.º135/2018,Série II de 2018-07-16	Regime transitório de gestão de riscos e garantias no SEN.
Diretiva n.º 14/2018 - Diário da República n.º 154/2018, Série II de 2018-08-10	Alteração do Procedimento n.º 5 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico
Portaria n.º 246/2018 - Diário da República n.º 169/2018, Série I de 2018-09-03	Determina a consulta obrigatória da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no âmbito dos procedimentos de autorização do sobre-equipamento de parques eólicos, e define critérios de decisão a adotar, procedendo à primeira alteração da Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril
Despacho n.º 9217/2018 - Diário da República n.º 189/2018, Série II de 2018-10-01	Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2019.
Portaria n.º 301-A/2018 - Diário da República n.º 226/2018, 1º Suplemento, Série I de 2018-11-23	Fixa o valor das taxas unitárias do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP)

Diploma	Assunto
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	Estabelece os valores das transferências do adicional do produto da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito de estufa e do FSSSE.
Decreto-Lei n.º 109-A/2018 - Diário da República n.º 236/2018, 1º Suplemento, Série I de 2018-12-07	Altera o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético
Diretiva n.º 15/2018 - Diário da República n.º 237/2018, Série II de 2018-12-10	Procedimentos de mudança de comercializador no setor elétrico e no setor do gás natural
Regulamento ERSE n.º 5/2018 - de 2018-12-13	Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do setor elétrico

ANEXO II

SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGS	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques

SIGLAS	DEFINIÇÕES
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

ANEXO III

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2019
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2019

ANEXO IV

PARECERES DO CONSELHO TARIFÁRIO A

"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"

E

"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"

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R-Técnicos/2018/4084

PARECER SOBRE

"PROPOSTA DE 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[1] (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."* [2]

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 5º do Regimento Interno o CT procedeu à audição, em 17 de outubro de 2018, de:

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* " [3] cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

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 2019

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

[1] Doravante abreviado por CT.
[2] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho
[3] N/Refª E-Técnicos/2018/1242, de 15 outubro

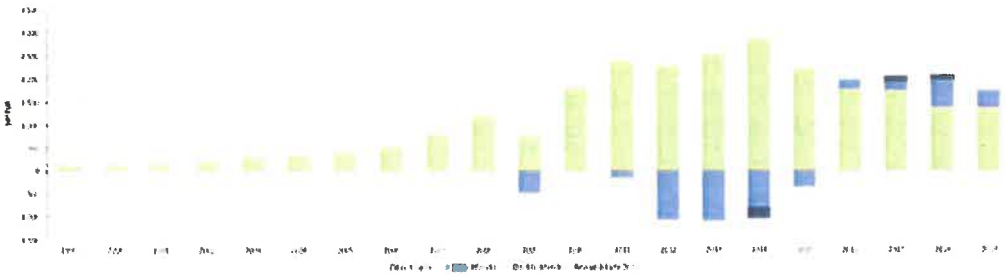
continente, fossem complementados com a variação tarifária prevista para as regiões autónomas (RA).

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 constatam 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.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



Fonte: ERSE

2. 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.

3. 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

4. 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)

1. 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 imprensa[4] 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.

[4] Cf. Comunicado da ERSE de 29-09-2017

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, consequentemente, 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: 10³ Euros

	Ano 2019
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-244
Renda anual - ajustamento final	22 637
Desvios faturação	-60
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-90 168
Desvios faturação	543
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-464
Total	**-225**

10. Em suma, a ERSE calculou os montantes devidos pelos CMEC em 2019:

    a. **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€.

    b. **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€.

c. **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 explicita 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 nº 5 do artigo 5º do DL nº 240/2004, de 27 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 DL nº 240/2004, de 27 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 DL nº 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	Duas horas
5	Zero minutos	Uma hora

4. Para comprovação da existência das condições operacionais referidas, a REN efetua os testes previstos no art.º 4º - 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€[5] 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 3º 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.

[5] 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: 10³ 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	-
Sobreproveito	-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"*:

Unidade 10³ EUR

		Tarifas 2018	Tarifas 2019
A = 1+2+7+8+9+10-11	Custos de gestão do sistema	122 787	136 305
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	6 769
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e comparticipações	41 081	42 572
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,50	5,17
6	Ajustamento t-1 CAPEX	-239	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	79 995
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	286 521	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'+6'	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 RA's	305	1 560
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	134 453	284 097
9'	Medidas de política energética com impacte 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	0,09
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 comparticipações	243 691	220 062
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	668	637
16'	Custos com a ERSE	6 051	6 265
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	384	365
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	304 606

Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

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 224º - *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 224º, o destino destas verbas reverterá 50% para o Sistema Elétrico Nacional 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 256º 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 228º 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.

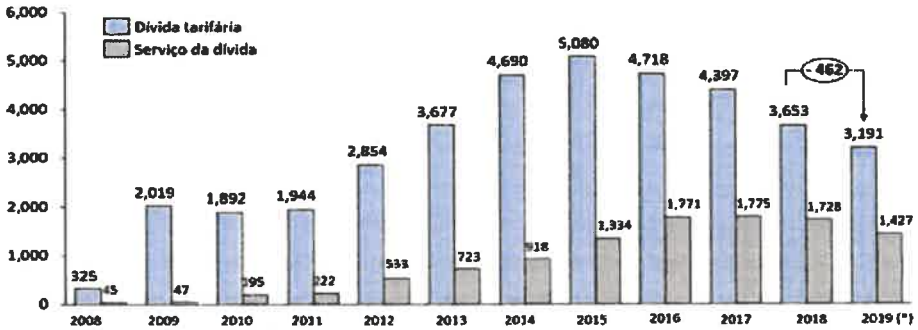
G. Dívida Tarifária e Serviço da Dívida

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).

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)



(*) Proposta de tarifas e preços para 2019

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 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 sobre o 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 8º;

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 a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017" e a "Proposta de 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 sector 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 e 30.** 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 65ª consulta pública o conceito de "rede inteligente" definido pelo *Council of European Energy Regulators*[6] *(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 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

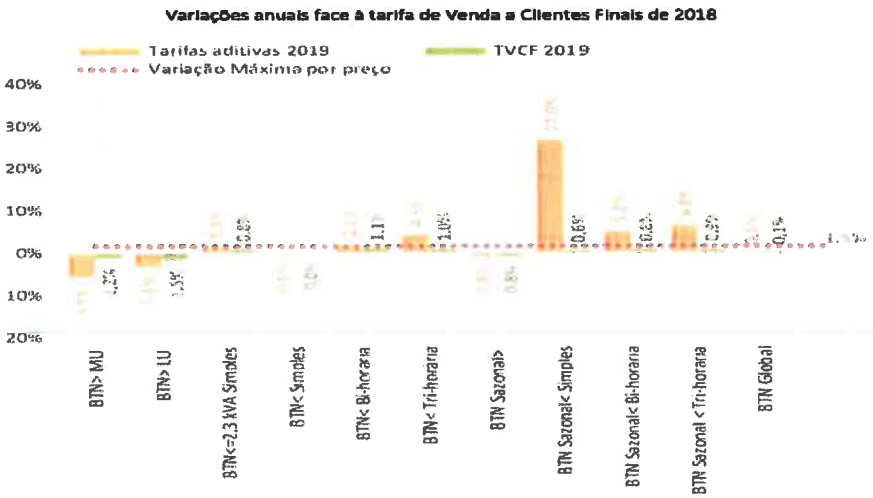
[6] Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.

é afetada pelos efeitos da Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, e por outro lado, do mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

c. A Portaria nº 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 4º e pelo n.º 10 do art.º 5º, 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 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.

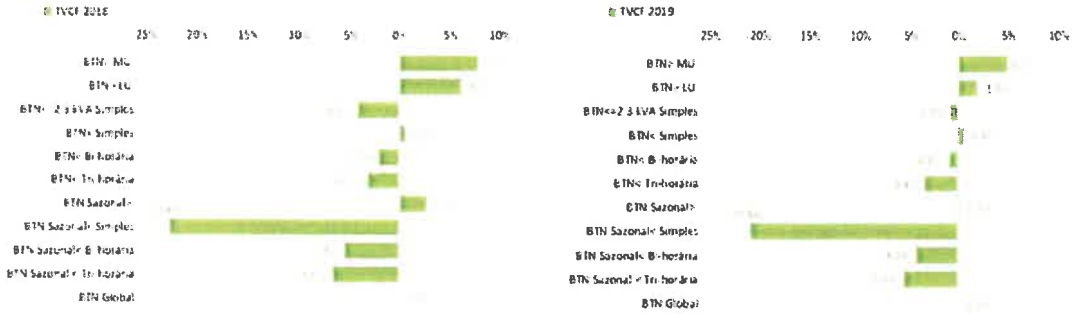
e. Constata-se no gráfico seguinte, e conforme refere a ERSE, que todas as variações das TVCF de 2019 são inferiores ou iguais à variação máxima referida no ponto anterior, evidenciando a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas. Verifica-se, ainda que para a globalidade dos consumos 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 (Figuras 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	-4,8%
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, consequentemente, 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 explicite 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

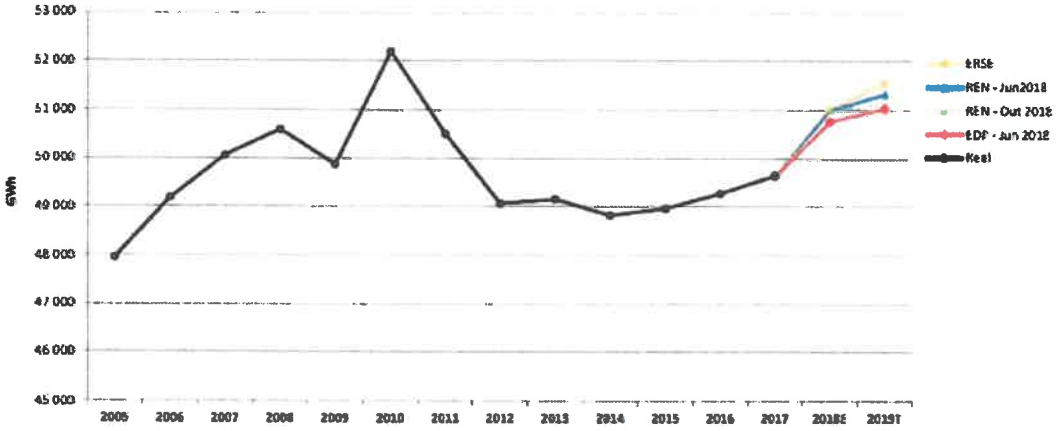
1. Evolução do consumo e previsões

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.

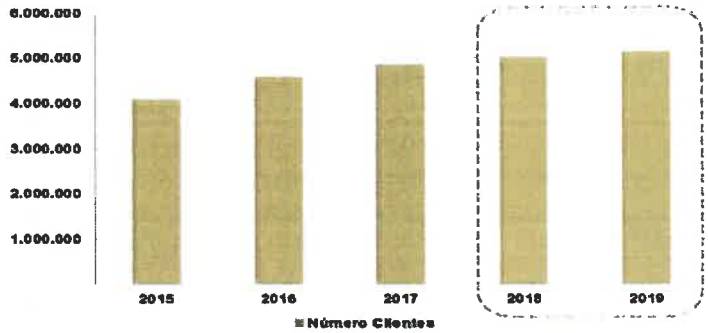
2. **Número de consumidores no mercado livre**

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 106º), 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 base[7], os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes da aquisição do CUR em mercado[8].

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 €/MWh[9], 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)[10].

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

[7] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-2 (61,00 €/MWh)
[8] cf. footnote 12 do Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico"
[9] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6
[10] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6

e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes), com um valor estimado de 45,6 M€ (com juros)[11] 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.

7. Na apreciação do CT, grande parte deste desvio poderia ter sido evitado[12] 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 106º 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 €/MWh[13], 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 TTVCF 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, consequentemente, para todo o mercado*".

---

[11] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 4-74

[12] 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€.

[13] Documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico", Quadro 2-6

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.
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 nº 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€[14].

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 carregamento[15] 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

[14] Informação prestada pelo ORT
[15] 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

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 fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).
2. 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.
3. 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.
4. 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
[illegible]	0,00001 €/kWh	0,00001 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0493 €/kWh	0,0514 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0011 €/kWh	0,0028 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0046 €/kWh	0,0048 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0018 €/kWh	0,0017 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0086 €/kWh	0,0089 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	0,0114 €/kWh	0,0108 €/kWh	[illegible]	[illegible]	[illegible]

[illegible]

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	366	-15	182	364	425	477	486	509	530	547	516	452	8%
	nominal	100	91	89	197	235	254	343	364	380	482	20	237	475	564	642	671	717	747	770	758	674	10%
AT	real	100	85	82	160	180	185	205	207	214	279	46	199	316	379	420	429	450	468	483	455	399	7%
	nominal	100	91	88	157	195	196	250	261	279	369	62	214	421	506	574	593	633	664	700	669	592	9%
MT	real	100	91	85	128	133	131	141	144	148	169	87	191	197	229	226	236	248	258	266	251	220	4%
	nominal	100	94	91	141	153	156	172	182	193	224	116	176	265	307	309	320	349	368	382	369	326	6%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	86	126	151	176	180	195	209	213	220	207	182	4%
	nominal						100	106	117	124	151	105	144	171	198	204	229	248	257	272	257	229	6%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	163	170	178	184	173	152	3%
	nominal								100	120	137	96	173	179	169	178	189	199	207	231	202	176	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.

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%

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.

J. **Comercialização de Último Recurso (CUR)**

1. O CT reitera a importância de ter em consideração a incerteza associada à trajetória de *phasing-out* da atividade de comercialização.
2. 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.
3. 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).
4. 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.
5. 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 DEE[16] 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 EDPD[17], 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 pergunta efetuada no âmbito da 65ª 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*

[16] foot note nº1, pág.141 do quadro 4-52 do documento "Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico"
[17] Em nota constante nas suas contas reguladas reais de 2017

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 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.

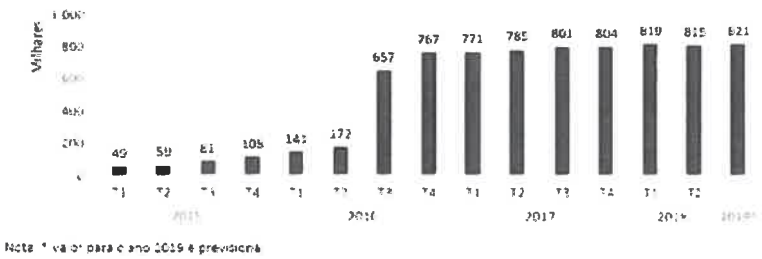
6. Não obstante, e considerando o que também expressou no parecer que emitiu sobre as concessões em baixa tensão[18], o CT exorta à definição urgente de um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, o qual deve abordar, 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 CIEG[19].

[18] Parecer de 17/setembro/2018, referente à 65ª Consulta Pública
[19] Cf. Parecer CT 15/novembro/2017

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 % por cada elemento do agregado familiar que não aufira 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 caráter 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



Nota: * valor para o ano 2019 é previsional

Fonte: DGEG

4. Esta estimativa de acréscimo do nº 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).

	Tarifa Social 2019		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10³ EUR
EDP Produção	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Centrais com CMEC	2 511,5	[illegible]	12 786,1
Centrais com CP	3 589,0	[illegible]	32 961,3
Restantes centrais	3 318,1	[illegible]	50 103,1
Elecgas	845,0	6,7%	7 666,7
Centrais com CP	845,0	6,7%	7 666,7
Teja 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
Hidroeléctrica do Guadiana	369,6	4,0%	4 603,4
Centrais com CP	257,4	3,0%	2 338,3
Restantes centrais	259,2	3,0%	2 265,1
Green Vouga	74,7	0,6%	677,7
Centrais com CP	74,7	0,6%	677,7
Pebble Hydro	33,2	0,3%	301,0
Restantes centrais	33,2	0,3%	301,0
EN Alto Tâmega e Barroso	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
NOW Hidroelétrica	9,8	0,1%	88,9
Restantes centrais	9,8	0,1%	88,9
Total	[illegible]	100,0%	[illegible]
Centrais com CMEC	2 511,5	22,0%	12 786,1
Centrais com CAE	1 672,2	14,1%	15 170,4
Centrais com CP	4 760,2	37,9%	43 241,0
Restantes centrais	3 633,2	28,9%	52 963,4

Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2019 pelos produtores em regime ordinário3

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 (≤ 0,9 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		0,1305	
	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 em vigor

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		0,1116	
	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 em vigor

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 preçário 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 213º 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 nº. 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)

1. 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.

2. 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.

3. A proposta de OE para 2019, estabelece, no art.º 252º, que os valores mensais da contribuição para o audiovisual irão manter-se no ano de 2019.

4. 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

1. 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 8º 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.*

2. Por outro lado, o nº 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 nº 6 do art.º 50º dos Estatutos da ERSE.

3. 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.

4. 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 4º do DL 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*[20].

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.

Em 15 de novembro de 2018, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Nome e Entidade Representada	Favor	Contra	Abstenção
Eng.º António Cavalheiro Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 1	—	—
Eng.ª Carlos Silva Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 2	—	—
Dr. Carlos Chagas Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -DECO	Anexo 4	—	—
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 3	—	—

[20] Cf. parecer CT de 15/novembro/2017

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Sr. Mário Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 5 e 5 i) na Gener.	n.º 2 ponto A cap. II Espec.	—
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 6 e 6 i)	—	—
Dr. Ricardo Emílio Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GoldEnergy)	Anexo 7	—	—
Eng.ª Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)		Anexo 8.	15/11/2018
Eng.º Joaquim Teixeira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	Anexo 9	—	—
Eng.º Francisco Lopes Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	—	Anexo 10	—
Dr. Luís Pisco Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – ACM representação assegurada pela - (DECO)	—	—	—
Dra. Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor - (DGC)	(P)	—	—
Dr. Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 11	—	—
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 12	—	—
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	Anexo 13 e 13 i)	—	—
Dr. Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico - (DECO)	Anexo 14	—	—
Dr. Ricardo Nunes Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 15	—	—
Eng.º Jaime Braga Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 16	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho		—	—	—

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

(P)
12/1

tendo sido aprovado por maioria:

- 16 votos a favor na globalidade;
- 1 voto contra na globalidade;
- 1 voto contra o n.º 2, parte A, cap. II da Especialidade;
- 1 voto contra a Globalidade do Parecer

CORRIGI
[illegible]

O parecer que antecede tem 42 (Quarenta e duas) **folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda** 16 (dezasseis) **anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto,** num total de 22 folhas.

Anexo 1

Ex Ma Srª. Presidente do Conselho Tarifário
Engª. Manuela Moniz

Parecer sobre a
PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à ***"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"***, com a seguinte declaração de voto.

Declaração de voto

Os consumidores empresariais congratulam-se com a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2019 apresentada pela ERSE e dão a sua aprovação ao Parecer agora emitido pelo CTERSE-SE.

Contudo, não podem deixar de salientar que a conjuntura atual apresenta fragilidades, pelo que importa ter presente o seguinte:

- A competitividade dos consumidores empresariais requer custos da energia elétrica comparáveis com os disponíveis para os seus concorrentes, sem o que se põe em causa a sua própria sustentabilidade.
- A premência de custos de energia elétrica competitivos é ainda mais importante no caso das indústrias exportadoras que têm de vender os seus produtos em mercados externos altamente competitivos e é fundamental naquelas com utilização intensiva da energia, em que esta tem um valor mais elevado no custo unitário dos produtos, por vezes equiparável aos das próprias matérias-primas.
- Os custos da energia elétrica continuam em Portugal a assumir valores mais elevados do que por exemplo em França e Alemanha, bem como de outros países com que competimos.
- Os custos da energia elétrica existentes nos principais países da nossa envolvente, são obtidos pela conjugação do preço de aquisição da energia elétrica em cada um dos mercados, das tarifas de acesso às redes e da sua articulação com outros fatores como a compensação do custo indireto das emissões de CO_2 e pela compensação pela prestação de serviços de sistema, como por exemplo a interruptibilidade.
- Quanto ao preço da energia no Mibel, a ERSE considera nas tarifas de 2019 um valor de 65,5€/MWh, quando previu nas tarifas de 2018 um valor se 53,8 €/MWh e estima agora que venha a ser de 63,3 MWh, o que revela uma tendência crescente do preço e constitui por isso uma dificuldade adicional para as empresas.

Nas condições expostas, os consumidores empresariais de energia, que na sua quase totalidade adquirem a energia em mercado, continuam a estar expostos a custos de energia superiores aos dos seus concorrentes, pelo que se revela muito importante desenvolver todas as ações tendentes a torná-los competitivos face à concorrência externa.

António Moreira Cavalheiro

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Anexo 2

Ex Ma Srª. Presidente do Conselho Tarifário
Engª. Manuela Moniz

Parecer sobre a
PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à ***"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"***, com a inclusão da seguinte observação:

Observação:

Os consumidores empresariais congratulam-se com a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2019 apresentada pela ERSE e dão a sua aprovação ao Parecer agora emitido pelo CTERSE-SE.

Contudo, não podem deixar de salientar que a conjuntura atual apresenta fragilidades, pelo que importa ter presente o seguinte:

- A competitividade dos consumidores empresariais requer custos da energia elétrica comparáveis com os disponíveis para os seus concorrentes, sem o que se põe em causa a sua própria sustentabilidade.
- A premência de custos de energia elétrica competitivos é ainda mais importante no caso das indústrias exportadoras que têm de vender os seus produtos em mercados externos altamente competitivos e é fundamental naquelas com utilização intensiva da energia, em que esta tem um valor mais elevado no custo unitário dos produtos, por vezes equiparável aos das próprias matérias-primas.
- Os custos da energia elétrica continuam em Portugal a assumir valores mais elevados do que por exemplo em França e Alemanha, bem como de outros países com que competimos.
- Os custos da energia elétrica existentes nos principais países da nossa envolvente, são obtidos pela conjugação do preço de aquisição da energia elétrica em cada um dos mercados, das tarifas de acesso às redes e da sua articulação com outros fatores como a compensação do custo indireto das emissões de CO2 e pela compensação pela prestação de serviços de sistema, como por exemplo a interruptibilidade.
- Quanto ao preço da energia no Mibel, a ERSE considera nas tarifas de 2019 um valor de 65,5€/MWh, quando previu nas tarifas de 2018 um valor se 53,8 €/MWh e estima agora que venha a ser de 63,3 MWh, o que revela uma tendência crescente do preço e constitui por isso uma dificuldade adicional para as empresas.

Nas condições expostas, os consumidores empresariais de energia, que na sua quase totalidade adquirem a energia em mercado, continuam a estar expostos a custos de energia superiores aos dos seus concorrentes, pelo que se revela muito importante desenvolver todas as ações tendentes a torná-los competitivos face à concorrência externa.

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Porto, 15 de novembro de 2018

Anexo 3

UGC

UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE A PROPOSTA DE "TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Carlos Chagas e Eduardo Quinta-Nova representantes da UGC na Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer do CT sobre a Proposta de ***"Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2019"***

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 15 de Novembro de 2018

Carlos Chagas

Eduardo Quinta-Nova e

Anexo 4

Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Eletricidade relativo à **"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019".**

Lisboa, 15 de novembro de 2018

A representante da DECO

(Carolina Gouveia)

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO

Pessoa Colectiva de Utilidade Pública / Contribuinte e Registado na C.R.C. Lisboa com o n.º 500 927 693
decolx@deco.pt - www.deco.proteste.pt
Rua Artilharia 1, 79 - 4º — 1269-160 Lisboa - Tel.: 21 371 02 00 - Fax 21 371 02 99

Anexo 5

Associação de Consumidores da Região dos Açores

CONSELHO TARIFÁRIO DA ERSE

Votação do Parecer sobre
"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2019"

Na qualidade de representante dos consumidores dos Açores, a Associação de Consumidores da Região do Açores vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2019".

Vota contra a "Convergência tarifária das Regiões Autónomas" que consta do nº 2, da Parte A do Capítulo II do dito Parecer, com a fundamentação que segue:

1. Para justificar que a variação tarifária proposta para as RA não possa ser inferior a 2%, a ERSE recorda que, "*a convergência tarifária implica que os consumidores de Portugal continental estão a subsidiar os consumidores das Regiões Autónomas, assumindo parte dos seus custos*" para concluir que "*na ausência deste mecanismo observar-se-ia em 2019 uma variação tarifária de 54.7% nos Açores e de 46.9% na Madeira*".

2. Na legislação que lança as bases e que regulamenta o SEN, está completamente ausente este conceito de *subsidiação* que, recorrentemente vem sendo utilizado e, subrepticiamente, se vai introduzindo na gíria do sistema.

3. Em vez de *subsídio*, a legislação fala de *obrigação* de *solidariedade* (Cf. Decreto-lei 29/2006, de 15 de fevereiro, artigo 5º, nº 3 alínea f): "*3 - São obrigações de serviço público, nomeadamente: [...] f)A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas.*")

4. Mais, a quantificação do dito *subsídio* é, no mínimo, falaciosa.
   a) Em primeiro lugar porque a solidariedade no seio do SEN não se aplica exclusivamente aos consumidores das RA. É do senso comum que não custa o mesmo nem rende o mesmo o consumidor de um prédio de muitos apartamentos de uma grande cidade, o que habita uma vivenda de uma zona rural do Alentejo, o que reside em Ponta Delgada ou, ainda, o habitante da Ilha do Corvo. Nunca vimos, nem queremos ver, quantificações discriminadas em relação a estes custos e proveitos, que tendem a reduzir o consumidor a uma mera peça da cadeia comercial, fazendo com que perca o seu papel essencial e fim último e destinatário do SEN.
   b) Em segundo lugar porque do que diz a ERSE fica-se com a impressão de que a variação tarifária entre as RA e o Continente fica a zeros após aplicação do aumento tarifário. Já que se deu ao exercício de quantificar a *subsidiação*, a ERSE deveria ter apresentado os dois valores: antes e depois da aplicação da variação dos 2%.

5. Ao dividir o País em três zonas distintas de regulação, o legislador seguramente não teve a intenção de abrir caminho à discriminação negativa, mesmo que apenas a nível conceptual, dos consumidores das RA. Tratar os consumidores das RA como os *subsidiados* do SEN, e mais, os únicos *subsidiados* é algo que rejeitamos liminarmente.

6. Ter-se detido na avaliação das tarifas e na apreciação dos resultados da aplicação do mecanismo de convergência teria bastado à ERSE para se fazer entender. Mesmo não concordando com a necessidade de aplicar um aumento de 2% em 2019, teríamos percebido

Anexo 5 i)

a justificação. O que não percebemos é a introdução de argumento espúrio, que nada tem de técnico nem de jurídico, como é a quantificação da *subsidiação* dos consumidores das RA. Abstendo-nos de adjetivar dito argumento não podemos deixar de dizer que, na nossa opinião, não traz clareza ao processo nem favorece a pacificação do SEN, num momento em que se têm de tomar medidas desagradáveis para sectores sensíveis do mesmo.

7. Tudo o que fica dito não significa que não reconheçamos a justeza do aumento das tarifas nas RA para níveis que permitam falar de convergência tarifária nacional. Porém, teríamos preferido, por causa do impacto negativo de um aumento inesperado e acima da inflação, que a variação tarifária para a convergência entre as RA e o Continente fosse projetada para um período de médio prazo, de dois a cinco anos.

8. A ERSE assim não o entendeu. O Conselho Tarifário também não mostrou disponibilidade para o assumir como proposta sua. Pelo que sentimos ser necessária esta declaração de voto.

Ponta Delgada, 15 de Novembro de 2018

Jorge Reis

JORGE JOSÉ TAVARES DOS REIS

Assinado de forma digital por JORGE JOSÉ TAVARES DOS REIS
Dados: 2018.11.15 12:14:26 Z

Anexo 6

Exma. Sra. Presidente do Conselho Tarifário,
Exma. Sra. Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira, representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, no Conselho Tarifário da ERSE, vem comunicar a V. Exas. que vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer do CT sobre a **"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"**, nos termos da declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que se anexa.

Com os melhores cumprimentos,

Ponta Delgada, 15 de novembro de 2018

Fernando Ferreira

Anexo 6 i)

Declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2019"

Os representantes da EDA e da EEM votam, na globalidade, favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2019".

No entanto, importa ter presente o seguinte: a proposta de tarifas em análise apresenta uma variação das TTVCF em Portugal Continental de 0,1%, contrastando com uma variação de 2,0% apresentada para as TVCF das Regiões Autónomas.

O Conselho Tarifário, tendo questionado a ERSE sobre este tema, obteve uma resposta cujos termos podem ser interpretados da seguinte forma: em média, as TTVCF, em Portugal Continental, deveriam apresentar uma variação tarifária de 3,3%. Contudo, a ERSE tomou a iniciativa de propor uma redução do fator de agravamento estabelecido para as tarifas reguladas de 2019, de dimensão tal que a variação tarifária das TTVCF em Portugal Continental seja de apenas 0,1%.

Ora, uma vez que as tarifas reguladas em Portugal Continental apenas deverão abranger 6% do consumo total de energia e representar cerca de 20% do total de clientes, pode extrapolar-se – admitindo que todas as previsões e pressupostos que estão subjacentes à proposta tarifária para 2019 se irão verificar, e que os comercializadores em regime de mercado vão ser racionais e eficientes – que cerca de 94% do total do consumo de energia e de 80% dos clientes terão uma variação tarifária média de 3,3%.

Assim, e na falta de uma pronúncia específica do membro do Governo responsável pelo sector de energia sobre o fator de agravamento, os operadores insulares (EEM e EDA) requerem que a ERSE se digne modelar o fator de agravamento, de modo a que as variações tarifárias das TTVCF em Portugal Continental sejam iguais às variações tarifárias das TVCF nas Regiões Autónomas, ou seja, que as variações tarifárias sejam iguais em todo o território nacional. Este ajustamento decerto contribuiria para uma perceção mais transparente das variações tarifárias para todos os consumidores do SEN, evitando e antecipando-se uma provável incompreensão por parte dos consumidores regionais que, legitimamente, à margem da lógica do mecanismo constitucional e legal da convergência tarifária, se sentirão alvo de tratamento discriminatório.

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira

Anexo +
P

Senhora Presidente,

Na qualidade de representante das Empresas Comercializadoras de Eletricidade em Regime Livre, informo que votamos a favor na globalidade, o ***Parecer "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019".***

Aproveitar o ensejo para valorizar e enaltecer a forma cordata, produtiva e conciliadora como decorreram todas as reuniões.

Com os melhores cumprimentos,

Ricardo Emílio
Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre - 2018

Anexo 8

serviço universal

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso
Parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

DECLARAÇÃO DE VOTO NA GENERALIDADE

A proposta objeto de parecer considera o montante de 285 milhões de Euros, a título de alegado montante apurado referente a CMEC a devolver aos consumidores, relativamente ao qual não se esclarece qual o respetivo fundamento legal no respetivo regime jurídico, isto é, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Ora, foi este montante muito significativo que permitiu, designadamente, alcançar um nível mais baixo das tarifas e reduzir a dívida tarifária.

A este propósito, cabe referir que a ERSE não especifica o fundamento legal que terá permitido devolver este montante aos consumidores e, para além disso, a consideração de encargos fixos correspondentes a coeficientes de disponibilidade das centrais iguais à unidade foi entendida pela própria ERSE, designadamente no seu comunicado de imprensa de setembro de 2017, como envolvendo a necessidade de alteração do quadro legal aplicável aos CMEC.

Neste contexto, cabe sublinhar que a diminuição do nível das tarifas e da dívida tarifária é apenas alcançada pela ERSE com base numa medida cujo fundamento legal não é demonstrado, o que se afigura grave e sem precedentes no desempenho das suas atribuições.

Assim, vejo-me forçada a votar contra, na generalidade, o parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", salientando o facto inédito de considerar de o nível das tarifas resultar de atos sem apoio na lei devidamente explicitados.

DECLARAÇÃO DE VOTO NA ESPECIALIDADE

Em coerência com o meu voto na generalidade, voto ainda, na especialidade, contra os seguintes pontos incluídos no parecer do CT:

1. Ponto C da Parte I do Parecer, relativo aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

A informação disponibilizada pela ERSE não indica o fundamento legal que terá permitido devolver aos consumidores, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, o valor de 285 milhões de Euros.

Anexo 8 i)

serviço universal

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso
Parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

Para além disso, refere-se que «*a ERSE contempla os Despachos do Exmo. 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, consequentemente, 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."*»

Ora, teria sido necessário esclarecer quais os ajustamentos anuais dos CMEC, e consequentes atos homologatórios, cuja nulidade parcial foi alegadamente declarada e quais os montantes concretamente afetados em cada ajustamento anual.

Acresce ainda que, conforme mencionado em sede de declaração de voto na generalidade, foi o ato em causa, praticado sem qualquer fundamento na lei, que terá, designadamente, contribuído para permitir à ERSE a opção «*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*», como se refere no n.º 6 do Ponto G da Parte I do Parecer do CT.

A meu ver não é aceitável que a redução tarifária e do volume da dívida sejam alcançados com base em atos sem base legal, ou cuja base legal não é inequivocamente demonstrada.

2. Ponto M.5 da Parte II do Parecer, relativo à Tarifa Social

Em coerência com posições anteriormente tomadas sobre o assunto, o voto contra a aplicação da tarifa social prende-se com razões respeitantes à ilegalidade do respetivo regime jurídico, por violação de normas de direito da União Europeia.

Realço, contudo, a minha concordância com os pontos M.4 e M.7, uma vez que seria necessário esclarecer a evolução do número de beneficiários e do inerente custo associado desde 2017, considerando, desde logo, a conjuntura económica favorável do País.

3. Ponto C.2 da Parte II do Parecer relativo às Medidas mitigadoras

As medidas mitigadoras incluem o valor de 140 milhões de Euros, montante alegadamente a devolver pelos produtores por supostamente beneficiarem de apoios cumulativos ao desenvolvimento de energias renováveis.

Anexo 8 ii)

serviço universal

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso
Parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

Relativamente a este ponto cabe-me reforçar o que consta do ponto C.2. do Parecer, ou seja: *(i)* não é explicitada a base que permitiu fixar o valor a devolver em 140 milhões de Euros, em vez de um qualquer outro valor; *(ii)* não existe qualquer despacho do Secretário de Estado de Energia a fixar tal valor, como exige a lei; *(iii)* o financiamento da medida em causa pelos proveitos permitidos da EDP SU viola o respetivo equilíbrio económico-financeiro.

A este propósito cabe em especial referir que é a segunda vez que a proposta de tarifas prevê a devolução do montante de 140 milhões de Euros pelos produtores que alegadamente beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, no âmbito das medidas de mitigação a abater ao sobrecusto da PRE.

Assim, desde há 2 anos para cá – e, nos termos da proposta agora em análise, também nos próximos dois anos – o CUR, com grande esforço financeiro, está a financiar o SEN em 140 milhões de Euros, sendo expectável que esse valor permaneça em desvio por mais 2 anos, elevando o prazo de financiamento do sistema para 4 anos, o que não se afigura razoável. De facto, a ERSE só deveria voltar a colocar um valor nas tarifas quando tivesse dados para efetuar uma estimativa mais precisa deste montante e após o conhecimento de uma metodologia clara que permitisse ao CUR recuperar estes valores dos PRE.

Acresce que a ERSE decidiu, ao mesmo tempo, reduzir o spread a aplicar aos ajustamentos de 2018 de 0,75 pp para 0,5 pp, estando assim o CUR a suportar custos de financiamento superiores à remuneração que vai auferir das tarifas, o que representa uma perda financeira para a empresa.

Lisboa, 15 de novembro de 2018

MARIA JOANA MARQUES MANO PINTO SIMÕES

representante do comercializador de último recurso

Anexo 9

Parecer do CT sobre a Proposta de Tarifas e Preços para 2019

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede exclusivamente em BT voto favoravelmente o parecer do CT, com a seguinte declaração de voto:

A tarifa para os ORDbt em 2018 é muito penalizadora em confronto com a aplicada a um cliente final MT, o que se afigura um contrassenso face às responsabilidades dos ORDbt.

Nos dois últimos anos, o aumento da tarifa de acesso na energia, para os ORDbt, foi de 15,5% em 2018 e será de 9,54% em 2019 (em média) o que aumenta os custos do acesso às redes MT. Cumulativamente, a redução da tarifa de acesso ao cliente final em BT desceu em média 15%, esmagando a margem de negócio.

Esta queda abrupta da receita pode colocar em causa o equilíbrio económico financeiro do concessionário em BT.

Para cumprir as obrigações decorrentes do contrato de concessão os custos operacionais manter-se-ão mas, diminuindo a margem bruta de negócio, rapidamente a empresa cai em resultados negativos inviabilizando a sua operação.

Os ORDbt realçam a proposta do Conselho Tarifário de 2018, e esta proposta em concreto, que mais uma vez vem alertar para a necessidade urgente da definição do quadro regulatório do operador de rede BT pois, a manterem-se, estas reduções sucessivas podem levar ao desequilíbrio económico financeiro das pequenas empresas deste setor.

Cumprimentos

--

Joaquim Correia Teixeira

Anexo 10

Declaração de voto do representante da entidade concessionária da RND
Parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

DECLARAÇÃO DE VOTO NA GENERALIDADE

A proposta tarifária objeto de parecer não esclarece nem pondera devidamente a base legal de opções relevantes envolvendo montantes significativos, com impacto na diminuição do nível das tarifas e/ou da dívida tarifária, e que, a prazo, poderão pôr em causa a estabilidade tarifária e aportam incerteza à regulação.

Em particular, a informação disponibilizada pela ERSE não indica o fundamento legal que terá permitido devolver aos consumidores, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, o valor de 285 milhões de Euros.

Mesmo quanto à declaração da nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, consequentemente, dos respetivos atos homologatórios, deveria ter sido incluída uma referência à necessidade de tal decisão concretizar os atos cuja nulidade parcial foi declarada e quais os montantes afetados em cada ajustamento anual.

Neste contexto, não posso em consciência votar favoravelmente, na generalidade, o parecer do CT sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", uma vez que o parecer não reflete uma avaliação crítica das principais medidas com que se pretende alcançar uma diminuição do nível das tarifas sem a fundamentação que seria adequada.

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Francisco Lopes, representante da entidade concessionária da RND

Anexo 10 i)

P

qui 15/11/2018 15:18

Fwd: Parecer do CT à proposta de "Tarifas e Preços de Energia Elétrica e outros serviços para 2019"

Ex.ma Senhora Presidente do Conselho Tarifário

Na qualidade de representante da EDP Distribuição S.A., Entidade Concessionária da Rede Nacional de Distribuição, voto contra, na globalidade, o parecer do Conselho Tarifário à proposta de Tarifas e Preços de Energia Elétrica e Outros Serviços para 2019, com os fundamentos constantes na declaração de voto que anexo.

Com os melhores cumprimentos

Francisco Lopes

Esclarecimento complementar.
Recebido 15:18 de 15/11/2018
Secretaria

Anexo II

Exma. Sr.ª Presidente do Conselho Tarifário,
Eng. Manuela Moniz,

Serve o presente para dar o meu **voto favorável**, enquanto representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses no Conselho Tarifário (Setor da Energia Elétrica) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ao parecer elaborado por aquele Conselho Tarifário no âmbito da Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019.

Com os meus melhores cumprimentos, e consideração pessoal,

Luis Vasconcelos

Anexo 12

REN

Declaração de voto do representante da entidade concessionária da RNT ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

A concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", sem prejuízo dos seguintes comentários:

- Relativamente ao ponto "C. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)" da generalidade, a entidade concessionária da RNT sublinha, que se reserva o direito de responder formalmente em sede própria, designadamente sobre a matéria referida no ponto 6, por desconhecer à data o teor dos despachos aí referidos. Reitera ainda que por princípio, só deverão ser transferidos para as tarifas verbas que reflitam objetivamente uma certeza jurídica total.

- Relativamente ao ponto "F. Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)" da especialidade, a entidade concessionária da RNT, não pode deixar de sublinhar o facto de voltar a ser considerada em tarifas uma transferência de 50 M€. No passado, esta medida conduziu a fortes desvios do operador da rede de transporte, por não terem sido efetuadas em sucessivos anos as referidas transferências, considerando-se incomportável vir a acomodar novos desvios por falta de transferência destes montantes.

- Sobre o ponto "G. Licenciamento de comercializadores e Gestão integrada de garantias" também da especialidade, a entidade concessionária da RNT, sublinha a necessidade de robustecer o processo de aceitação e credenciação de comercializadores, bem como a necessidade de rever, não só a gestão de garantias, como também o ciclo de faturação/recebimento para garantir a minimização do risco para o SEN.

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Anexo 13

Electricidade da Madeira

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a *"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"*

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, voto favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre a *"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"*, nos termos da declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que se anexa.

Funchal, 15 de novembro de 2018

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira.)

Anexo 13 i)

Declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento 'Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2019'

Os representantes da EDA e da EEM votam, na globalidade favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2019'

No entanto, importa ter presente o seguinte: a proposta de tarifas em análise apresenta uma variação das TTVCF em Portugal Continental de 0 1%, contrastando com uma variação de 2 0% apresentada para as TVCF das Regiões Autónomas

O Conselho Tarifário tendo questionado a ERSE sobre este tema, obteve uma resposta cujos termos podem ser interpretados da seguinte forma em média, as TTVCF, em Portugal Continental, deveriam apresentar uma variação tarifária de 3,3% Contudo a ERSE tomou a iniciativa de propor uma redução do fator de agravamento estabelecido para as tarifas reguladas de 2019, de dimensão tal que a variação tarifária das TTVCF em Portugal Continental seja de apenas 0.1%

Ora, uma vez que as tarifas reguladas em Portugal Continental apenas deverão abranger 6% do consumo total de energia e representar cerca de 20% do total de clientes, pode extrapolar-se – admitindo que todas as previsões e pressupostos que estão subjacentes à proposta tarifária para 2019 se irão verificar, e que os comercializadores em regime de mercado vão ser racionais e eficientes – que cerca de 94% do total do consumo de energia e de 80% dos clientes terão uma variação tarifária média de 3,3%

Assim, e na falta de uma pronúncia específica do membro do Governo responsável pelo sector de energia sobre o fator de agravamento, os operadores insulares (EEM e EDA) requerem que a ERSE se digne modelar o fator de agravamento de modo a que as variações tarifárias das TTVCF em Portugal Continental sejam iguais às variações tarifárias das TVCF nas Regiões Autónomas, ou seja, que as variações tarifárias sejam iguais em todo o território nacional Este ajustamento decerto contribuiria para uma perceção mais transparente das variações tarifárias para todos os consumidores do SEN, evitando e antecipando-se uma provável incompreensão por parte dos consumidores regionais que legitimamente à margem da lógica do mecanismo constitucional e legal da convergência tarifária, se sentirão alvo de tratamento discriminatório

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira

Anexo 14

DECO

Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor,** vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à *"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"*

Lisboa, 15 de novembro de 2018

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção Setor Elétrico

Anexo 15

Parecer do CTERSE – EL sobre "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

O representante dos Pequenos Comercializadores de Energia vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer emitido pela secção elétrica do Conselho Tarifário relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019"

Lisboa, 15 de novembro de 2018

(Ricardo Nunes)

Anexo 16

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE
Eng.ª Manuela Moniz

Parecer sobre a
"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019"

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores nos termos do artigo 46.º, n.º 5, dos Estatutos da ERSE, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável, na generalidade, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE, Secção Elétrica, relativo à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019, com a declaração de voto em anexo.

Declaração de Voto

Congratulo-me com a proposta de Tarifas e Preços de Eletricidade para 2019 apresentada pela ERSE e dou a minha aprovação ao Parecer agora emitido pelo CTERSE-SE.

Contudo, não posso deixar de salientar que a conjuntura atual apresenta fragilidades, pelo que importa ter presente o seguinte:

- A competitividade dos consumidores empresariais requer custos da energia elétrica comparáveis com os disponíveis para os seus concorrentes, sem o que se põe em causa a sua própria sustentabilidade.
- A premência de custos de energia elétrica competitivos é ainda mais importante no caso das indústrias exportadoras que têm de vender os seus produtos em mercados externos altamente competitivos e é fundamental naquelas com utilização intensiva da energia, em que esta tem um valor mais elevado no custo unitário dos produtos, por vezes equiparável aos das próprias matérias-primas.
- Os custos da energia elétrica continuam em Portugal a assumir valores mais elevados do que por exemplo em França e Alemanha, bem como noutros países com que concorremos.
- Os custos da energia elétrica existentes nos principais países da nossa envolvente, são obtidos pela conjugação do preço de aquisição da energia elétrica em cada um dos mercados, das tarifas de acesso às redes e da sua articulação com outros fatores como a compensação do custo indireto das emissões de CO_2 e pela compensação pela prestação de serviços de sistema, como por exemplo a interruptibilidade.
- Quanto ao preço da energia no Mibel, a ERSE considera nas tarifas de 2019 um valor de 65,5€/MWh, quando previu nas tarifas de 2018 um valor se 53,8€/MWh e estima agora que este venha a ser de 63,3€/MWh, o que revela uma tendência crescente do preço e constitui, por isso, uma dificuldade adicional para as empresas.

Nas condições expostas, considero que os consumidores empresariais de eletricidade, que na sua quase totalidade adquirem a energia em mercado, continuam a estar expostos a custos da mesma superiores aos dos seus concorrentes, pelo que se revela muito importante desenvolver todas as ações tendentes a torná-los competitivos face à concorrência externa.

Jaime Braga
Lisboa, 15 de novembro de 2018

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

RT/2018/4388

PARECER SOBRE

"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[1] (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."* [2]

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[3] enviou ao CT os documentos:

- Despacho_ Repartição CESE vf (RT-2018-4255) [4];
- 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 [5].

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;

[1] Doravante abreviado por CT.
[2] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho
[3] PCA ERSE, de 5 dezembro 2018
[4] Despacho do Ministro do Ambiente e da Transição Energética, Secretário de Estado do Orçamento e Secretário de Estado dos Assuntos Fiscais
[5] Quantificação dos efeitos na proposta de tarifas para a energia elétrica em 2019

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 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 Tacesso
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 90/2006, de 24 de maio:

"Art.º 1º

a) 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;"

b) 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;

c) 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 ≤20,7kVA, segmento de consumidores residenciais e de micro e pequenas empresas que têm vindo a suportar 98% dos sobrecustos da PRE (DL 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 da 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.

Em 11 de dezembro de 2018, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Nome e Entidade Representada	Favor	Contra	Abstenção
Eng.º António Cavalheiro Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 2	—	—
Eng.º Carlos Silva Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 3	—	—
Dr. Carlos Chagas Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 4	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -DECO	Anexo 5	—	—
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 4	—	—
Sr. Mário Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	—	—	—
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)			Anexo 15
Dr. Ricardo Emílio Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GoldEnergy)	Anexo 6	—	—
Eng.ª Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)	—	Anexo 13	—
Eng.º Joaquim Teixeira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	pt. III Anexo 7	pt. I e II Anexo 7	—
Eng.º Francisco Lopes Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	—	Anexo 8	—
Dr. Luís Pisco Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – ACM representação assegurada pela - (DECO)	Anexo 9	—	—
Dra. Patrícia Carolino Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	(P)	—	—
Dr. Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	Anexo 10	—	—

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	ANEXO 16	—	—
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)		—	ANEXO 17
Dr. Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico - (DECO)	Anexo 11	—	—
Dr. Ricardo Nunes Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 12	—	—
Eng.º Jaime Braga Representante de consumidores nos termos do n.º 5 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 13	—	—
Eng.ª Rafaela Matos Representante para a área de ambiente nos termos do n.º 1 do Art.º 46º dos Estatutos da ERSE	Anexo 14	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz Anexo 1	—	—	—

tendo sido aprovado por maioria:

VOTOS CONTRA NA GLOBALIDADE: 2
VOTO CONTRA NA GLOBALIDADE, EXCEPTO PONTO CONCLUSÕES, COM VOTO FAVORÁVEL: 1
ABSTENÇÕES: 2

O parecer que antecede tem 6 (seis) folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 19 (DEZANOVE) anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.

Anexo 1

P

DECLARAÇÃO DE VOTO

PARECER

"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"

Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz, Presidente do Conselho Tarifário, votei favoravelmente este Parecer.

No entanto não posso deixar de sublinhar as seguintes preocupações:

1. As medidas mitigadoras decorrentes do supracitado Despacho têm caráter extraordinário e não estruturante, sendo alocadas à diminuição das tarifas da BTN≤.
   Adicionalmente o documento da ERSE enviado ao CT, "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" expressa: *"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."*
2. No que respeita aos ORDbt é meu entendimento e do CT, conforme expresso nos últimos pareceres, que urge proceder à Regulação Plena dos mesmos, de modo a ser garantida a equidade com os restantes intervenientes no SEN, facto que espero se concretize no próximo Período Regulatório.

ERSE, 11 de dezembro de 2018

Presidente do CT

Anexo 2

Ex Ma Srª. Presidente do Conselho Tarifário
Engª. Manuela Moniz

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT, MT e BTE, venho manifestar o meu voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção eléctrica, relativo à "**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".**

Com os melhores cumprimentos

António Cavalheiro

Lisboa, 11 de Dezembro 2018

Anexo 3

Ex Ma Srª. Presidente do Conselho Tarifário
Engª. Manuela Moniz

Parecer sobre a
"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"

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho pelo presente documento manifestar o meu voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à **"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" (consensualizado na reunião de 10/12/2018).**

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Porto, 11 de dezembro de 2018

Anexo 4

UGC

UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE "QUANTIFICAÇÃO DOS EFEITOS NA PROPOSTA DE TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2019 DO DESPACHO CONJUNTO DO MINISTRO DO AMBIENTE E DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E DOS SECRETÁRIOS DE ESTADO DO ORÇAMENTO E DOS ASSUNTOS FISCAIS"

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Carlos Chagas e Eduardo Quinta-Nova, representantes da UGC na Secção de Electricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade o Parecer do CT sobre a **"Quantificação dos efeitos na Proposta de Tarifas para a Energia Eléctrica em 2019 do Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais"**

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 11 de Dezembro de 2018

Carlos Chagas e

Eduardo Quinta-Nova

Anexos

P

DECO

Voto

Carolina Moura Gouveia, na qualidade de representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente a globalidade do parecer do Conselho Tarifário – Secção Elétrico relativamente ao **"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".**

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

A representante da DECO

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO

Pessoa Colectiva de Utilidade Pública / Contribuinte e Registado na C.R.C. Lisboa com o n.º 500 927 693
decolx@deco.pt - www.deco.proteste.pt
Rua Artilharia 1, 79 - 4º — 1269-160 Lisboa - Tel.: 21 371 02 00 - Fax 21 371 02 99

Anexo 6

Senhora Presidente,

Na qualidade de representante das Empresas Comercializadoras de Eletricidade em Regime Livre, informo que votamos a favor na globalidade, o ***Parecer Sobre 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.***

Aproveito o ensejo para agradecer o seu empenho nesta discussão.

Com os melhores cumprimentos,

Ricardo Emílio
Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre - 2018

Anexo 7

Exmas Presidente e Vice-Presidente

Na qualidade de representante dos Operadores de Rede de Distribuição em Baixa Tensão voto favoravelmente a conclusão do parecer do CT que refere a correta transposição pela ERSE do Despacho governamental referido no citado parecer.

Quanto ao restante conteúdo do parecer voto desfavoravelmente, expressando a seguinte declaração de voto:

Entre as competências do Conselho Tarifário da ERSE estão as que se relacionam com a estabilidade tarifária para os consumidores e com o equilíbrio económico das empresas e outros agentes do setor elétrico.

O presente parecer do CT não aborda em profundidade qualquer daquelas duas competências genéricas porque não aprofunda a referência que a ERSE faz no seu estudo, e que se transcreve

"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."

e porque no mesmo não é efectuada uma ponderação efetiva sobre a inexistência, no já citado estudo da ERSE, de qualquer referência sobre a evolução da situação económica dos ORDbt.

No que se refere à estabilidade tarifária para os consumidores, os ORDbt concordam em absoluto com as medidas que permitam a redução das tarifas suportadas pelos consumidores que têm a honra de servir - e por todos os consumidores nacionais - mas preocupam-se perante o futuro que possa resultar de medidas mitigadoras não estruturantes.

No que se refere ao seu equilíbrio económico, os 10 ORD exclusivamente em BT, todos de muito pequena dimensão, gostariam de deixar expresso que o aumento que estão a sofrer nos custos (aumento da tarifa de acesso em média tensão), associado à diminuição que vão sentir nas receitas (diminuição da tarifa de acesso em baixa tensão) e conjugado com a manutenção dos custos operacionais para suprir a sua missão de distribuidores junto dos clientes ligados nas redes de distribuição que lhes estão concessionadas, tende a estrangular a atividade a que estão dedicados e contratualmente obrigados.

Melhores cumprimentos

--
Joaquim Correia Teixeira

Anexo 8

edp distribuição

Declaração de voto da representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição
Parecer do CT sobre "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"

DECLARAÇÃO DE VOTO

O presente parecer pronuncia-se no sentido da correção da transposição pela ERSE, na proposta tarifária, 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) a afetar à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do Sistema Elétrico Nacional (SEN), 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).

Sem prejuízo de nada ter a opor ao despacho conjunto antes mencionado, considerando que o parecer pressupõe o prévio parecer favorável do Conselho Tarifário à proposta da ERSE sobre tarifas e preços da energia elétrica e outros serviços para 2019, relativamente ao qual tive oportunidade de emitir declaração de voto, não posso, em coerência, deixar de votar também desfavoravelmente o presente parecer na globalidade, por se manterem, na íntegra, os pressupostos subjacentes àquela declaração de voto.

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

Francisco Lopes, representante da entidade concessionária da RND

Anexo 9
P

DECO

DECLARAÇÃO DE VOTO

Luis Salvador Pisco, na qualidade de representante dos Consumidores da Madeira nomeado pela DECO, no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à **"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"**.

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

O Representante da DECO

(Luis Salvador Pisco)

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR
Rua de Artilharia Um, nº79-4º - 1269-160 LISBOA
Telefone: 21 371 02 00 - Fax: 21 371 02 99
E-mail: decolx@deco.pt - Internet: http://www.deco.proteste.pt

Anexo 10
R

Exma. Sr.ª Presidente do Conselho Tarifário,
Eng. Manuela Moniz,

Serve o presente para dar o meu **voto favorável**, enquanto representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses no Conselho Tarifário (Setor da Energia Elétrica) da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ao parecer elaborado por aquele Conselho Tarifário no âmbito da "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".

Com os meus melhores cumprimentos, e consideração pessoal,

Luis Vasconcelos

Anexo II

P

DECO

Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor,** vota **favoravelmente** o parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à *"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"*

Lisboa, 11 de Dezembro de 2018

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção Setor Elétrico

Anexo 12

P

Parecer do CTERSE – EL sobre

"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"

O representante dos Pequenos Comercializadores de Energia vota favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer emitido pela secção elétrica do Conselho Tarifário relativo à **"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"**

Lisboa, 11de dezembro de 2018

Ricardo Nunes

(Ricardo Nunes)

Anexo 13

Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE
Eng.ª Manuela Moniz

Parecer sobre a
"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"

Na qualidade de representante dos consumidores nos termos do artigo 46.º, n.º 5, dos Estatutos da ERSE, venho manifestar o meu voto favorável, na generalidade, ao parecer do Conselho Tarifário, Secção Elétrica, relativo à "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" (consensualizado na reunião de 10/12/2018).

Jaime Braga

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

Anexo 14

R

LABORATÓRIO NACIONAL
DE ENGENHARIA CIVIL

Declaração de Voto

Rafaela de Saldanha Matos, na qualidade de representante para a área do Ambiente nomeada pelo MATE, no Conselho Tarifário da ERSE, vota favoravelmente e na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário relativo a "*Quantificação dos efeitos da 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*".

Lisboa, 11 de Dezembro de 2018

Rafaela de Saldanha Matos

Rafaela de Saldanha Matos

Exma. Sra. Presidente do Conselho Tarifário,
Exma. Sra. Vice-Presidente do Conselho Tarifário,

ANEXO 15

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira, representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, no Conselho Tarifário da ERSE, vem comunicar a V. Exas. que se **abstém**, na globalidade, relativamente à votação do Parecer do Conselho Tarifário sobre a **"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"**, nos termos da declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que se anexa.

Com os melhores cumprimentos,

Ponta Delgada, 11 de dezembro de 2018

Fernando Ferreira

ANEXO 15

Declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "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"

Os representantes da EDA e da EEM abstêm-se, na globalidade, na votação do parecer do Conselho Tarifário sobre a *"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 proposta da ERSE para 2019 ao nível das tarifas reguladas de BTN apresenta uma variação negativa de 3,5% para o continente e uma variação negativa de 0,6% para os Açores e a Madeira. Trata-se do maior diferencial ocorrido nos últimos 10 anos, muito difícil de explicar aos consumidores das Regiões Autónomas. Não se entende tamanha variação, tanto mais que na proposta apresentada pela ERSE em outubro de 2018, o diferencial era de 1,9%, aumentando agora para 2,9%.
Lamenta-se profundamente e não se compreende sequer, que o Conselho Tarifário não tenha diligenciado junto da ERSE a justificação para tão relevante discrepância na evolução das tarifas, ou no mínimo evidenciado tal preocupação no respetivo parecer.

Importa ainda referir o seguinte.

Aquando da Consulta Pública n.º 61, efetuada em maio de 2017, relativa à proposta de revisão regulamentar do setor elétrico, a ERSE referiu que:

"... Por razões de coerência e compreensão por parte dos consumidores do processo de convergência tarifária aconselha-se a introdução de aperfeiçoamentos no atual mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais das regiões autónomas, de modo a garantir-se uma maior harmonização entre as variações tarifárias das regiões autónomas e de Portugal continental."

A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes em Portugal Continental. Constata-se, porém, que as variações tarifárias das Regiões Autónomas e de Portugal Continental, ao nível do mercado regulado, não apresentam a harmonização desejada. Daqui resulta que o objetivo apresentado pela ERSE, em maio de 2017, de ***"... uma maior harmonização entre as variações tarifárias das regiões autónomas e de Portugal continental"***, não está a ser atingido.

Face ao diferencial das variações tarifárias, previsto para 2019, entre as tarifas reguladas das Regiões Autónomas e as tarifas reguladas do CUR, justifica-se a identificação e explicação das razões inerentes ao aparente insucesso da revisão tarifária realizada em 2017, no que concerne ao aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas venda a clientes finais nas Regiões Autónomas.

Importa, assim, reanalisar o modelo tarifário adotado pela ERSE, de forma a que futuramente as variações tarifárias das TVCF, no mercado regulado, sejam semelhantes em todo o território nacional

11 de dezembro de 2018

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira

ANEXO 16

REN

Declaração de voto do representante da entidade concessionária da RNT ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a "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 concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) vota favoravelmente na generalidade o Parecer do Conselho Tarifário sobre a "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".

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

Representante da Concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

ANEXO 17

Declaração de voto conjunta dos representantes das empresas dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "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"

Os representantes da EDA e da EEM abstêm-se, na globalidade, na votação do parecer do Conselho Tarifário sobre a *"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 proposta da ERSE para 2019 ao nível das tarifas reguladas de BTN apresenta uma variação negativa de 3,5% para o continente e uma variação negativa de 0,6% para os Açores e a Madeira. Trata-se do maior diferencial ocorrido nos últimos 10 anos, muito difícil de explicar aos consumidores das Regiões Autónomas. Não se entende tamanha variação, tanto mais que na proposta apresentada pela ERSE em outubro de 2018, o diferencial era de 1,9%, aumentando agora para 2,9%.
Lamenta-se profundamente e não se compreende sequer, que o Conselho Tarifário não tenha diligenciado junto da ERSE a justificação para tão relevante discrepância na evolução das tarifas, ou no mínimo evidenciado tal preocupação no respetivo parecer.

Importa ainda referir o seguinte:

Aquando da Consulta Pública n.º 61, efetuada em maio de 2017, relativa à proposta de revisão regulamentar do setor elétrico, a ERSE referiu que:

"... Por razões de coerência e compreensão por parte dos consumidores do processo de convergência tarifária aconselha-se a introdução de aperfeiçoamentos no atual mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais das regiões autónomas, de modo a garantir-se uma maior harmonização entre as variações tarifárias das regiões autónomas e de Portugal continental."

A convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas que representam a estrutura de custos eficientes em Portugal Continental. Constata-se, porém, que as variações tarifárias das Regiões Autónomas e de Portugal Continental, ao nível do mercado regulado, não apresentam a harmonização desejada. Daqui resulta que o objetivo apresentado pela ERSE, em maio de 2017, de ***"... uma maior harmonização entre as variações tarifárias das regiões autónomas e de Portugal continental"***, não está a ser atingido.

Face ao diferencial das variações tarifárias, previsto para 2019, entre as tarifas reguladas das Regiões Autónomas e as tarifas reguladas do CUR, justifica-se a identificação e explicação das razões inerentes ao aparente insucesso da revisão tarifária realizada em 2017, no que concerne ao aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas venda a clientes finais nas Regiões Autónomas.

Importa, assim, reanalisar o modelo tarifário adotado pela ERSE, de forma a que futuramente as variações tarifárias das TVCF, no mercado regulado, sejam semelhantes em todo o território nacional.

11 de dezembro de 2018

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores

Empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira

serviço universal

ANEXO 18

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso
Parecer do CT sobre "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"

DECLARAÇÃO DE VOTO

O presente parecer pronuncia-se no sentido da transposição pela ERSE na "Proposta de tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019", de 15 de outubro de 2018, 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) a afetar à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do Sistema Elétrico Nacional (SEN), 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).

Embora nada tendo a opor ao conteúdo do citado despacho, em si mesmo considerado, a verdade é que este novo parecer pressupõe o prévio parecer favorável do Conselho Tarifário à proposta da ERSE sobre tarifas e preços da energia elétrica e outros serviços para 2019, relativamente ao qual tive oportunidade de emitir declaração de voto desfavorável por, no essencial, considerar que a obtenção de um nível mais baixo das tarifas e da redução da dívida tarifária foram conseguidas na proposta tarifária submetida a este Conselho em 15 de outubro apenas à custa de medidas cujo fundamento legal não foi devidamente esclarecido, designadamente o abatimento ao valor das tarifas do montante de 285 milhões de Euros, a título de alegado montante apurado referente a CMEC a devolver aos consumidores.

Deste modo, em coerência com o meu sentido de voto anterior, não posso também deixar de votar desfavoravelmente o presente parecer na sua globalidade, não por incorporar o despacho conjunto acima mencionado, mas por se manterem, na íntegra, os pressupostos subjacentes àquela proposta inicial e que estiveram subjacentes à declaração de voto que aquela suscitou.

Lisboa, 11 de dezembro de 2018

MARIA JOANA MARQUES MANO PINTO SIMÕES

representante do comercializador de último recurso

ANEXO V

COMENTÁRIOS AOS PARECERES DO CONSELHO TARIFÁRIO A:

"PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"

E

"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"

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 2018, a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019" e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2018.

A 5 de dezembro o CA da ERSE submeteu para informação do CT, um documento com "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", tendo o CT emitido parecer a 11 de dezembro de 2018.

Após a análise dos referidos pareceres, tomando em consideração os comentários e sugestões neles apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2019.

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 2019" 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 respostas da ERSE aos comentários e recomendações constantes dos pareceres do CT à "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019" e à "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".

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CT À "PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2019"

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, consequentemente, 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"[58].

---

58 http://www.erse.pt/pt/documentoserse/ErseDocs/Attachments/571/Instrumentos%20para%20a%20participação%20da%20oferta%20e%20da%20procura%20na%20gestão%20do%20sistema%20elétrico%20nacional-%20setembro%202018.pdf)

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.

I I. 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 11º 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

1. 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.
2. 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 2019.[59] 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.
3. 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

[59] 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.

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.

4. A respeito do contexto legal que envolve o tema de procedimentos fraudulentos, e acompanhando a ERSE a preocupação manifest6da pelo Conselho Tarifário com este tema, faz-se notar que a ERSE já, 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 diligencias no sentido da promoção da revisão do Decreto-Lei nº 328/90, que, efetivamente, encontra-se desfasado da realidade organizacional do setor elétrico e ao atual contexto.

5. 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.

6. 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 histórias 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, consequentemente, 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, consequentemente, 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 complementará 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 produtibilidade 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.

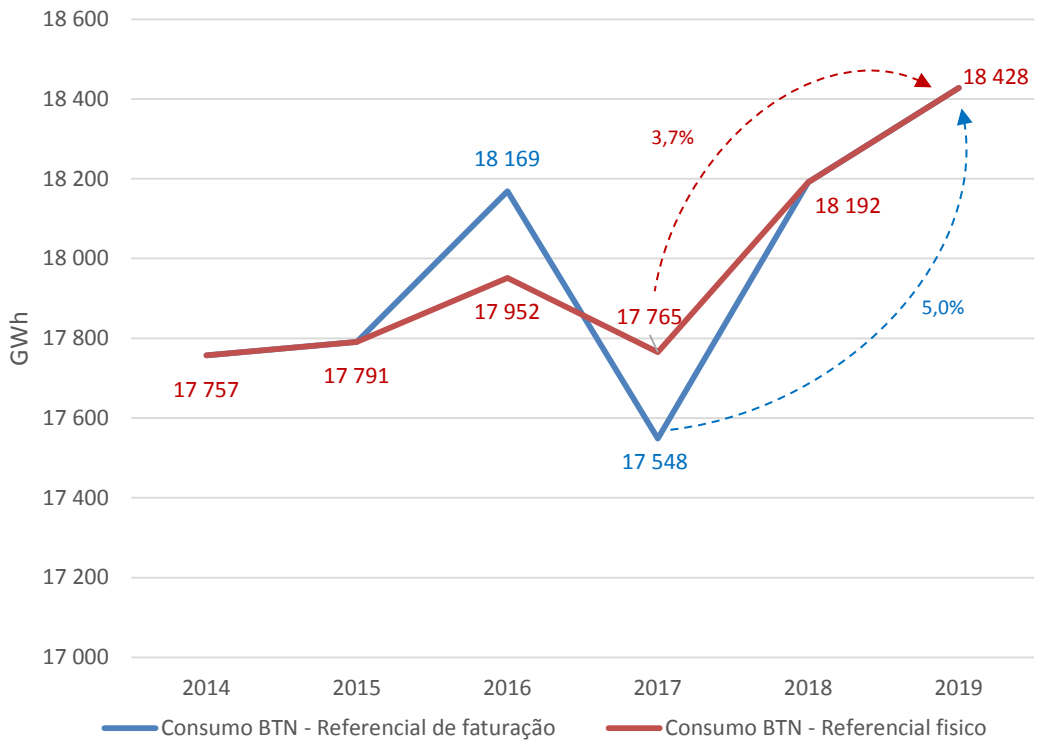
As previsões macroeconómicas do Banco de Portugal, FMI e Comissão Europeia preveem um abrandamento do crescimento do PIB para 2019, para 1,9%, superior à evolução prevista pela ERSE para o consumo referido à emissão para esse ano. Note-se que em 2018, o crescimento da economia portuguesa,

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 60 – 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 disrupção 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, potenciasse – 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 disrupção 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 61 – 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 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. 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:

- 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

- 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, consequentemente, desses mesmos agentes.

Entende, ainda, a ERSE que o mencionado reforço das disposições de caráter 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 sub-regulamentação do RRC, que têm caráter 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 expetável 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 subsidiações 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 caráter 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 á 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 inclua 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.

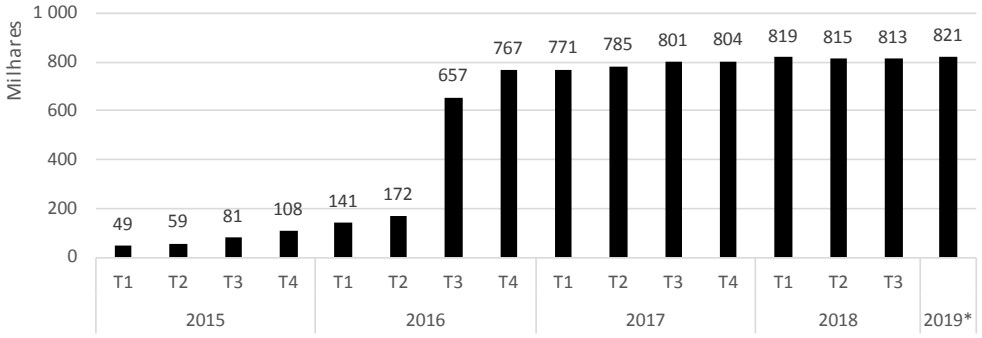
No entanto, note-se que na revisão regulamentar de 2017 foi alterada a metodologia de cálculo dos proveitos da atividade de ORD em BT, passando a aplicar-se uma metodologia de *price cap* aplicada aos custos totais (TOTEX). Tal como referido no documento justificativo que acompanhou a revisão regulamentar 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 62 - Número de famílias beneficiárias da tarifa social



Nota: * Valor para o ano 2019 é previsional.

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.

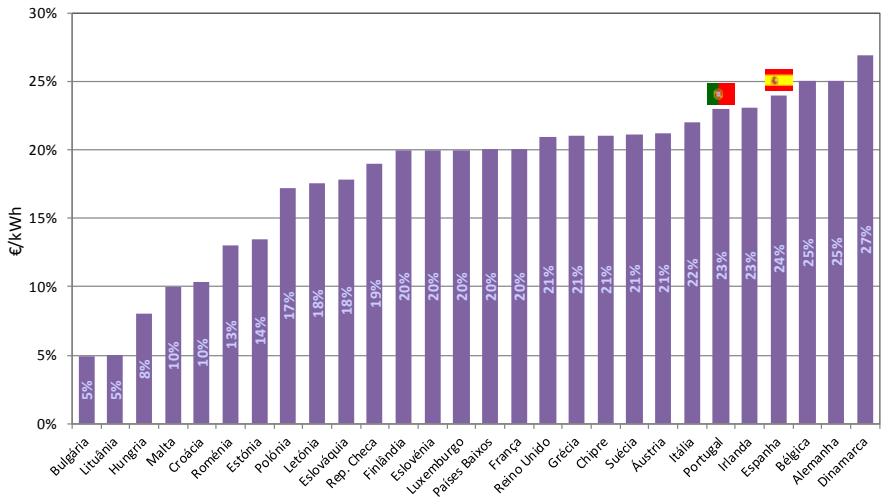
III

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 63 – 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 europeu[60], 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.

[60] Por exemplo, "Energy Billing: Landscape Report and Summary of Goog 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.

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.

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, consequentemente, de o submeter à apreciação do Conselho Tarifário.

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CT À "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"

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.