

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2016**

Dezembro 2015

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	Alterações Regulamentares em 2016.....	2
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2016 e dos preços dos serviços regulados	4
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos.....	10
0.3.1	Pressupostos Financeiros	10
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso.....	11
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	12
0.3.3.1	Medidas de sustentabilidade e outros ajustamentos aos custos de energia	16
0.3.3.2	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial	16
0.3.3.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	18
0.3.3.4	Diferencial de custo das centrais com CAE.....	19
0.3.3.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	20
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	20
0.3.5	Procura de energia elétrica	22
0.3.6	Proveitos permitidos por atividade em 2016	24
1	INTRODUÇÃO	27
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL	29
2.1	Economia mundial	29
2.2	Economia portuguesa	32
2.3	Breve enquadramento setorial.....	37
3	PROVEITOS PERMITIDOS	41
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2016	48
3.2	Proveitos de energia e comercialização	53
3.3	Proveitos da UGS	65
3.3.1	Custos de gestão do sistema.....	66
3.3.2	Interruptibilidade.....	67
3.3.3	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico.....	67
3.3.4	Custos com garantia de potência.....	67
3.3.5	Custos com a concessionária da Zona Piloto.....	69
3.3.6	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade	69
3.3.7	Desconto por aplicação da tarifa social	70
3.3.8	Diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória	72
3.3.9	Custos com a PRE	72
3.3.10	Principais rubricas explicativas da variação da UGS.....	76
3.3.11	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária.....	77
3.3.12	Evolução do diferencial de custo da PRE	82
3.3.13	Proveitos a recuperar	85

3.4	Proveitos a recuperar das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	86
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	88
3.6	Análises complementares	92
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2016.....	97
4.1	Tarifas	97
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	102
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	102
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	103
4.2.2.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.....	103
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	104
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	105
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	106
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	112
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	114
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	117
4.4.1	Tarifa de Energia.....	117
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	118
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	119
4.6	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	122
4.7	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	123
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	128
4.8.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2016.....	129
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	131
4.9.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2016.....	132
4.10	Tarifa Social	134
4.10.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2016.....	136
4.10.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2016	138
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	141
5.1	Parâmetros a vigorar em 2016.....	141
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	148
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	148
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	150
5.2.3	Transferências para a EDP Distribuição	152
5.2.4	Transferências dos Centros Electroprodutores.....	153
5.2.5	Transferências para os Centros Electroprodutores	155
5.2.6	Transferências para a EDP Serviço Universal ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013 ...	156
5.3	Transferências para a REN	156
5.4	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	157

5.4.1	Transferências para o comercializador de último recurso	157
5.4.2	Transferências para as entidades cessionárias do défice tarifário de 2006 e 2007 do continente, suportado pela EDP Serviço Universal	158
5.4.3	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A.	159
5.4.4	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	161
5.5	Amortização e juros da dívida tarifária.....	163
5.6	Ajustamentos tarifários de 2014 e 2015.....	165
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	169
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	169
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	169
6.1.2	Propostas das empresas.....	169
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	170
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	173
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	173
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	174
6.1.3	Preços a vigorar em 2016	179
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	180
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	183
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	183
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	184
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	189
6.2.1	Propostas das empresas.....	189
6.2.1.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	189
6.2.2	Valores a vigorar em 2016	193
6.2.2.1	Verificação da qualidade da energia elétrica	193
6.2.2.2	Valor da compensação por incumprimento de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial.....	195
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....	197
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	197
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2015 e 2016	197
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2016.....	202
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	206
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2015 e 2016	206
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016	212
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2016	215
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais	217
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2015 e 2016.....	217
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2016	220
7.3.1	Evolução do preço médio das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2016.....	223
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	226

7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2015 e 2016.....	226
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2016	230
7.4.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2016	233
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	237
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2015 e 2016.....	237
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2016.....	240
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	242
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2015 e 2016.....	242
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2016	245
7.7	Análise da Convergência Tarifária	248
7.8	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2016	250
7.8.1	Análise dos custos	250
7.8.2	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2015	254
	ANEXOS	259
	ANEXO I SIGLAS	261
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	267
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016”	271
	ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017”	313

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999.....	13
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	15
Figura 0-3 - Diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida.....	18
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB.....	29
Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA.....	30
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....	31
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	32
Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....	33
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2015.....	34
Figura 2-7 - Taxas <i>refi</i> e inflação.....	35
Figura 2-8 - Inflação em Portugal.....	36
Figura 2-9 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão.....	38
Figura 2-10 - Intensidade energética em Portugal continental.....	39
Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico.....	49
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade.....	50
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	53
Figura 3-4 - Energia e número de clientes.....	54
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	54
Figura 3-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	55
Figura 3-7 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	56
Figura 3-8 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia.....	57
Figura 3-9 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal.....	58
Figura 3-10 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2015.....	59
Figura 3-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2014 e 2015.....	60
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2016.....	61
Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	62
Figura 3-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação euros /ton).....	63
Figura 3-15 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN.....	65
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....	65
Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	66
Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS.....	77
Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	79
Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	80
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	83

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)	84
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial.....	85
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar	86
Figura 3-25 - Variação dos proveitos a recuperar das atividades de Transporte e Distribuição	86
Figura 3-26 - Variação dos proveitos a recuperar das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	87
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	89
Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	90
Figura 3-29 - Fornecimentos do CUR	91
Figura 3-30 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	91
Figura 3-31 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	92
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2016 da RAA	129
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2016 da RAM	132
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia 2016/2015	197
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2016/2015	198
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2016/2015	199
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2016/2015	199
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2016/2015.....	200
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2016/2015	200
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2016/2015.....	201
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2016/2015	202
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2015).....	205
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes.....	207
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	207
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT	208
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT	208
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT	209
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT	209
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT	210
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT	210
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	211
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	211
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	212
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN	212
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016, decomposto por atividade	213
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016	213
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	214

Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral ...	215
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	216
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2015)	216
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	218
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT	218
Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT	219
Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT	219
Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE	220
Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN	220
Figura 7-34 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016, decomposto por atividade	221
Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016	221
Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	222
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	222
Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes).....	223
Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2015)	224
Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2016/2015	227
Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2016/2015.....	227
Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2016/2015	228
Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2016/2015	229
Figura 7-44 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA) 2016/2015	229
Figura 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016	230
Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016.....	231
Figura 7-47 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	232
Figura 7-48 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	232

Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	234
Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2015)	234
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	237
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	238
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	239
Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA ..	239
Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAA ..	240
Figura 7-56 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	241
Figura 7-57 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2015)	242
Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	243
Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	244
Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	244
Figura 7-61 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM ..	245
Figura 7-62 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAM ..	245
Figura 7-63 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	246
Figura 7-64 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2015)	247
Figura 7-65 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2015 e 2016	248
Figura 7-66 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	249
Figura 7-67 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	249
Figura 7-68 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999 ..	253
Figura 7-69 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2016, decomposto por componente	255
Figura 7-70 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2016.....	256
Figura 7-71 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	257
Figura 7-72 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	258

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN.....	5
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE.....	5
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTN.....	6
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTE e MT.....	6
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTN.....	6
Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTE e MT.....	7
Quadro 0-7 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	7
Quadro 0-8 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental.....	8
Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	8
Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros.....	11
Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016	12
Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2016	14
Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2014 e 2015 a repercutir em tarifas de 2016.....	16
Quadro 0-14 – CMEC 2016.....	19
Quadro 0-15 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2015 e 2016.....	20
Quadro 0-16 - Amortização e juros da dívida tarifária	22
Quadro 0-17 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	23
Quadro 0-18 - Proveitos em Portugal continental em 2016.....	25
Quadro 0-19 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2016.....	25
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2014 e previsões para 2015 e 2016.....	37
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	42
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I).....	43
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II).....	44
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III).....	45
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	51
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	52
Quadro 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016	64
Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	67

Quadro 3-9 - Montantes dos incentivos à garantia de potência de 2015 e respetiva repercussão nos proveitos permitidos de 2016.....	68
Quadro 3-10 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	71
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 2016.....	73
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2016 nos proveitos permitidos de 2016.....	74
Quadro 3-13 - Ajustamentos de 2014 e 2015 a repercutir em tarifas.....	78
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	98
Quadro 4-2 - 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.....	102
Quadro 4-3 - 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 4-4 - 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.....	103
Quadro 4-5 - 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.....	103
Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2016.....	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.....	105
Quadro 4-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	106
Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	107
Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	109
Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	110
Quadro 4-13 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	111
Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	111
Quadro 4-15 - Desagregação do preço da potência contratada relativo aos CMEC da tarifa de Uso Global do Sistema.....	112
Quadro 4-16 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2016.....	112
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	113
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.....	113
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	114

Quadro 4-20 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2016	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	115
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	116
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	118
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Comercialização	119
Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2016.....	120
Quadro 4-31 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral em 2016.....	122
Quadro 4-32 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2016.....	123
Quadro 4-33 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2016	124
Quadro 4-34 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2016.....	125
Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2016	130
Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2016.....	133
Quadro 4-37 - Evolução clientes beneficiários da tarifa social de energia elétrica.....	135
Quadro 4-38 - Clientes beneficiários tarifa social e valor global do desconto em 2016	135
Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2016	137
Quadro 4-40 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2016	137
Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 em Portugal continental.....	138
Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 na Região Autónoma dos Açores	139
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 na Região Autónoma da Madeira	140
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	149
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	149
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	150
Quadro 5-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	151
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM	151
Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social.....	152
Quadro 5-7 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social	153

Quadro 5-8 - Transferências entre a REN e os centros electroprodutores relativas ao financiamento da tarifa social.....	154
Quadro 5-9 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento.....	155
Quadro 5-10 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade	155
Quadro 5-11 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para REN	156
Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	157
Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	158
Quadro 5-14 - 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	159
Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	160
Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos CMEC de 2012	160
Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e 2014	161
Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a duas parcelas do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012, de 2013 e de 2014	162
Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012, de 2013 e de 2014.....	162
Quadro 5-20 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014.....	163
Quadro 5-21 - Amortização e juros da dívida tarifária	164
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	166
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da REN	166
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição.....	167
Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	167
Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDA	168
Quadro 5-27 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EEM.....	168
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2016.....	171
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2016	171
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA para 2016.....	172
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM para 2015	172
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da EDP Serviço Universal, da EEM e da EDA para 2015	173

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2016.....	175
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2016.....	177
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2015	178
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2016.....	181
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2016	182
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2016	182
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2016 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	183
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2016 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	184
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2016	184
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2016 (AT, MT e BT).....	186
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2016	187
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2016.....	188
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2016.....	190
Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2016	191
Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	192
Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2016.....	192
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA	193
Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	193
Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2016 (monitorização da onda de tensão).....	195
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade.....	203
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	206
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	217
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão	225
Quadro 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2016/2015.....	228
Quadro 7-6 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	235
Quadro 7-7 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	237
Quadro 7-8 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	242
Quadro 7-9 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	243
Quadro 7-10 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	247
Quadro 7-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2016.....	252

Quadro 7-12 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2016.....	254
--	-----

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2016. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016”, (ii), “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2016” e (iii) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2016”. As tarifas e preços a vigorarem em 2016 constantes do presente documento devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período 2015-2017, designadamente devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

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 2016”. O Conselho Tarifário emitiu parecer a 16 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 2016 são as seguintes: (i) 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, (ii) tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias aplicáveis em Portugal continental pelos comercializadores de último recurso, (iii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso, (iv) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema, (v) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis e (vi) tarifas por Atividade Regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização). Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica optando pelo mercado regulado ou pelo 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 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES EM 2016

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2016 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Portaria n.º 278-B/2014 de 29 de dezembro, primeira alteração à Portaria n.º 275-A/2011, de 30 de setembro que fixa a percentagem do apoio social extraordinário ao consumidor de energia a aplicar nas faturas de eletricidade e de gás natural aos clientes finais elegíveis e primeira alteração à Portaria n.º 275-B/2011, de 30 de setembro que estabelece os procedimentos, os modelos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção do apoio social extraordinário ao consumidor de energia.
- Portaria n.º 278-C/2014 de 29 de dezembro, estabelece os procedimentos e as demais condições necessários à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social estabelecida no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e revoga a Portaria n.º 1334/2010, de 31 de dezembro.
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, altera os Decretos-Leis n.os 74/2012, de 26 de março, 75/2012, de 26 de março, 66/2010, de 11 de junho, e 104/2010, de 29 de setembro. Proceda à alteração da forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e com consumos em baixa tensão normal. e uniformiza o mecanismo de fixação do fator de agravamento das tarifas transitórias.
- Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, procede à fixação da tarifa de referência aplicável à energia elétrica produzida através de unidades de pequena produção prevista no n.º1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.
- Diretiva n.º 4/2015, de 12 de fevereiro, define os valores definitivos dos Parâmetros para determinação da taxa a aplicar à transferência intertemporal, referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 13 de outubro.
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, procede à segunda alteração à Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, à primeira alteração à Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e fixa em 31 de dezembro de 2017, a data de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, estabelece os procedimentos para injeção de energia adicional e para autorização do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos, bem como os

requisitos para a dispensa de telecontagem individualizada da energia do sobre-equipamento, e define as taxas aplicáveis aos procedimentos no âmbito do sobre-equipamento.

- Lei n.º 33/2015, de 27 de abril, segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- Portaria n.º 157-B/2015, de 28 de maio, define os parâmetros e valores para apuramento da taxa de desconto a aplicar na contribuição extraordinária sobre o setor energético previstos no Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.
- Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, procede à primeira alteração da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP).
- Portaria n.º 202/2015, de 13 de julho, estabelece o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial.
- Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho, altera os parâmetros e o limite máximo de remuneração do serviço de interruptabilidade previsto na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, na sua redação atual.
- Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, primeira alteração à Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro que estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, e o mecanismo de repartição dos custos de interesse económico geral a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida.
- Diretiva n.º 14/2015, de 7 de agosto, Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental.
- Portaria n.º 237/2015, 12 de agosto, altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que estabelece os procedimentos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.
- Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, procede à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação atual, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Altera o artigo 73.º-A, introduzindo o n.º 8.
- Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, terceira alteração 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 aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional e primeira alteração à Portaria n.º 108-A/2015 que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, prevendo a sua aplicação subsidiária ao setor elétrico.

- Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro, estabelece os parâmetros necessários para o processo de determinação das tarifas reguladas do Setor Elétrico Nacional.
- Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-B/2015, de 15 de outubro, define o valor de determinados parâmetros a aplicar nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2016 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

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

O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), consagrado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, com as alterações do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro e da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março tem subjacente 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; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. A partir das datas mencionadas, as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

Importa referir que em resultado do exercício de escolha dos clientes por ofertas no mercado livre, estas tarifas apresentarão cada vez mais um carácter residual.

Em 2016 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos do comercializador de último recurso neste nível de tensão.

As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2016, apresentam um desconto estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, observando um acréscimo de 0,9% nos termos do quadro seguinte. 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 máximo¹, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

Nos quadros seguintes apresenta-se a variação das tarifas transitórias e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

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

	Variação 2016/2015
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	2,1%
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	2,5%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	0,9%

Considerando os valores apresentados para as variações tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e das tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, resulta uma variação tarifária média para as tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso de 2,1%, conforme se apresenta no quadro anterior.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE

	Variação 2016/2015
Tarifas Transitórias	2,5%
Venda a Clientes Finais em AT	2,5%
Venda a Clientes Finais em MT	2,5%
Venda a Clientes Finais em BTE	2,5%

¹ <http://www.erse.pt/consumidor/Paginas/TarifaSocial.aspx>

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 0-3 e no Quadro 0-4 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTN

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2016/2015
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	-0,1%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	0,0%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-2,2%

Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, em BTE e MT

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2016/2015
Clientes finais em MT	0,0%
Clientes finais em BTE	0,0%

No Quadro 0-7 e no Quadro 0-6 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTN

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2016/2015
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	0,2%
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	0,3%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	-2,0%

Quadro 0-6 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, em BTE e MT

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2016/2015
Clientes finais em MT	0,3%
Clientes finais em BTE	0,3%

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 associadas com as tarifas de referência que traduzem os preços eficientes espectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal Continental. A variação tarifária em Portugal continental para os fornecimentos em MT, BTE e BTN nas tarifas aditivas é de -0,1%. Assim sendo as variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas estão em linha com as variações tarifárias das tarifas aditivas de Portugal Continental. Importa referir que estas variações tarifárias são distintas da variação média das tarifas transitórias por dois motivos, a saber: (i) as tarifas transitórias de venda a clientes finais em MT e BTE incluem um fator de agravamento não nulo; e (ii) a estrutura de consumos dos consumidores do mercado livre é muito distinta da estrutura de consumos dos consumidores fornecidos pelo comercializador de último recurso.

O impacto 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 2016 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.

Quadro 0-7 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária 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	33,7%	0,0%
Região Autónoma da Madeira	17,1%	0,3%

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 (Quadro 0-8), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 0-8 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Varição 2016/2015
Tarifas de Acesso às Redes	6,2%
Acesso às Redes em MAT	5,6%
Acesso às Redes em AT	5,6%
Acesso às Redes em MT	5,6%
Acesso às Redes em BTE	5,6%
Acesso às Redes em BTN	6,6%

A variação das tarifas de acesso às redes depende dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e dos custos de interesse económico geral e política energética, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.

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 0-9 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-9 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Varição 2016/2015
Tarifa de Energia	-9,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	9,2%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-4,3%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	6,8%
Tarifas de Comercialização	15,9%

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 2016 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, o exercício que a ERSE efetuou procurou, 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.

Acresce que foi integrado no exercício para 2016 a melhor fundamentação dos custos de estrutura propostos para vigorarem em Portugal continental, situação que havia sido colocada aquando da proposta de tarifas e preços para o ano de 2015. Tal fundamentação pelo operador de rede refere que os rácios entre os custos de estrutura da empresa e o valor faturado pelos prestadores de serviço entre 2012 e 2014 foram sempre superior a 20% (entre 24% e 30%).

A proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2016 conduz, assim, aos seguintes resultados:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Uma parte importante dos preços sofre reduções, que, em termos médios, são de cerca de 4% ou ligeiramente superiores. Os aumentos dos preços que sofrem variação positiva que não excedem, na generalidade dos casos, 1,1%, 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 2016, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

De acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, aplicável tanto para Portugal continental como para as Regiões Autónomas, a ERSE aprova o valor limite a pagar por uma monitorização da onda de tensão.

Ainda no âmbito deste regulamento, na presente proposta faz-se referência a que são aplicáveis nas situações de incumprimento de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial, o valor constante da Diretiva n.º 20/2013, nos termos do próprio RQS.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

A determinação das tarifas para 2016 tem em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2014, estimados para 2015 e os previstos para 2016, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação estabelecidos em 2014 para o período de regulação 2015-2017. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2016.

Com o objetivo de justificar a evolução das tarifas em Portugal, apresentam-se neste ponto as principais determinantes.

0.3.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

Os pressupostos financeiros que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2016, são os seguintes:

Quadro 0-10 - Pressupostos financeiros

	2016
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2014, para cálculo dos ajustamentos de 2014	0,48%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2014 e de 2015	0,18%
<i>Spread</i> no ano 2014 para cálculo dos ajustamentos de 2014	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2015 para cálculo dos ajustamentos de 2015 e dos ajustamentos de 2014	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2015, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	-0,01%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2015	3,01%
Taxa provisória aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2016	3,01%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2014	4,70%

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2016, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 53,0 €/MWh, ligeiramente inferior ao estimado para 2015, que se situa em torno dos 53,5 €/MWh.

Quadro 0-11 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR² para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016

	2015		2016
	Tarifas 2015	Estimativa 2015 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2016
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	55,4	53,5	53,0
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,76	1,00

Fonte: ERSE

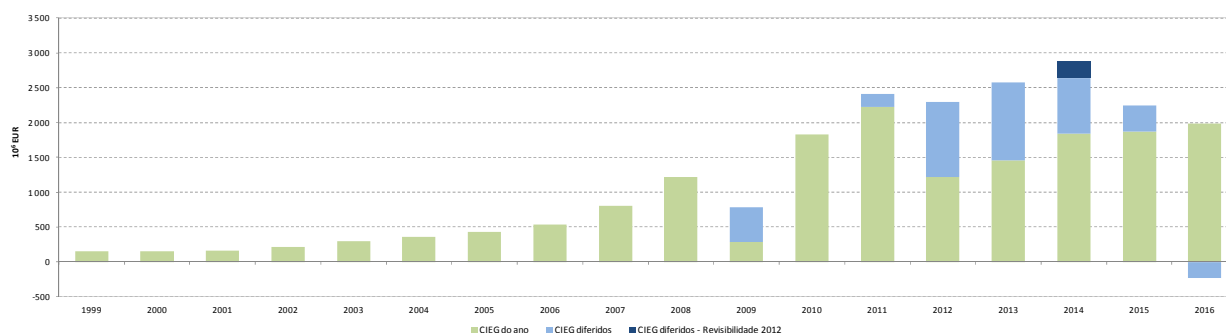
Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2016 em Portugal é de 53,0 €/MWh.

0.3.3 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 custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

² 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.

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

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2016 atinge 1,76 mil milhões de euros. No entanto, o valor dos CIEG recuperados nas tarifas do ano é superior, cerca de 2 mil milhões de euros, por incluir 227,9 milhões de euros do diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores. O total de custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2016, que corresponde aos CIEG adicionados das medidas de sustentabilidade e de estabilidade de mercado, é de cerca de 2,1 mil milhões de euros³. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

O Quadro 0-12 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia elétrica.

³ Custos de política energética e de interesse económico geral (1 762 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (134 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (228 milhões de euros).

Quadro 0-12 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2016

Unidade: 10⁶ EUR

	2015	2016	Variação 2015/2016
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 248 865	1 761 519	-21,7%
Diferencial de custo da PRE	1 601 955	1 026 721	-35,9%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	236 222	199 264	-15,6%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	34 761	176 137	406,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	257 503	250 743	-2,6%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	87 151	60 507	-30,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 561	19 497	-0,3%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 236	19 173	-0,3%
Terrenos das centrais	13 167	12 861	-2,3%
Custos com a garantia de potência	0	20 298	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	5 630	6 057	7,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	382	366	-4,2%
Autoridade da Concorrência	356	371	4,3%
Tarifa social	-27 059	-30 476	12,6%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	-376 298	227 864	-160,6%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 872 567	1 989 383	6,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	137 604	136 162	-1,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	101 871	100 803	-1,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 733	35 359	-1,0%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-108 523	-11 455	-89,4%
Diferencial extinção TVCF	26 372	13 190	-50,0%
Sobproveito	-3 494	-4 272	22,3%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	51 958	133 625	157,2%
Total CIEG e Sustentabilidade recuperados nas tarifas do ano	1 924 526	2 123 008	10,3%

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, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência, por unidade prevista produzir em 2016⁴ pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

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

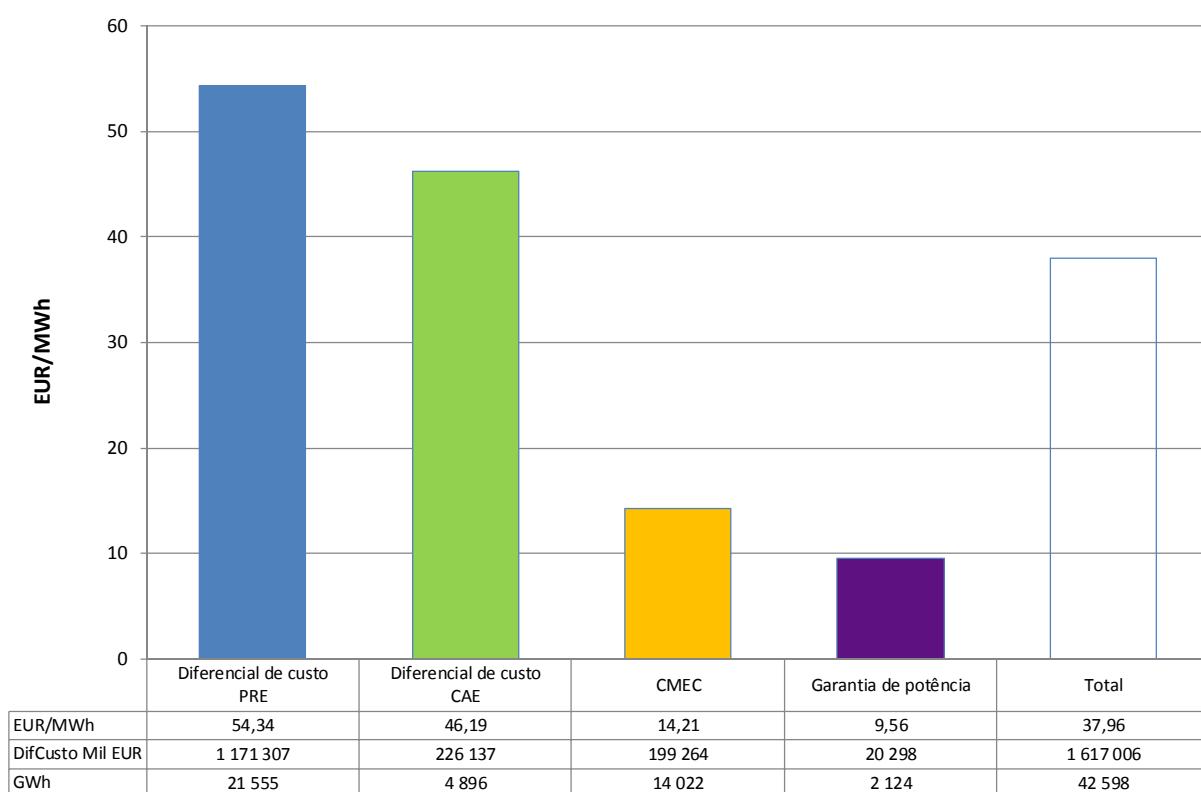
- i) Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido

⁴ a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2016; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2016 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com Incentivo à Garantia de Potência considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média dos últimos 3 anos.

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 impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos das transferências para o SEN de receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

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



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 2016

A forte diminuição do diferencial de custo da PRE face ao implícito nas tarifas de 2015 (cerca de 81 €/MWh) tanto em termos absolutos como em termos unitários, deve-se a uma reversão dos ajustamentos associados a este diferencial no sentido de pagamento por parte da EDP SU, que, por sua vez, se deve ao diferencial de custos da PRE verificado em 2014 e estimado para 2015 ser inferior ao previsto nas respetivas tarifas.

0.3.3.1 MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E OUTROS AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Os ajustamentos aos custos de energia são efetuados, a título provisório, ao fim de um ano e a título definitivo, ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2016 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2014 dos custos com a produção de energia elétrica em regime ordinário e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2015. Atualmente, todos os ajustamentos relativos a custos de energia são repartidos por todos os consumidores através das tarifas de Uso Global do Sistema aplicadas pelos operadores da rede de transporte e de distribuição.

Consideram-se os custos com produção de energia: (i) as aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso (CUR); (ii) o sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (SCAE); o diferencial de custos dos Produtores em Regime Especial (SPRE); e (iv) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os desvios decorrentes de aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso são recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição enquanto parcela de sustentabilidade.

O Quadro 0-13 sintetiza os ajustamentos de 2014 e 2015 que foram considerados no cálculo tarifário para 2016. No que diz respeito aos ajustamentos do SPRE de 2016, apenas parte deste montante é recuperada na tarifa de UGS de 2016, visto fazerem parte integrante do diferimento decorrente da aplicação ao SPRE de 2016 do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 78/2015, de 27 de agosto.

Quadro 0-13 - Ajustamentos de 2014 e 2015 a repercutir em tarifas de 2016

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	Ajustamento 2014	Ajustamento 2015	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	57	-68	-11
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	121	206	327
CMEC+SCAE	102	97	199
SPRE ⁽¹⁾	19	110	128
Ajustamento total	178	138	316

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

0.3.3.2 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

As metas 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.

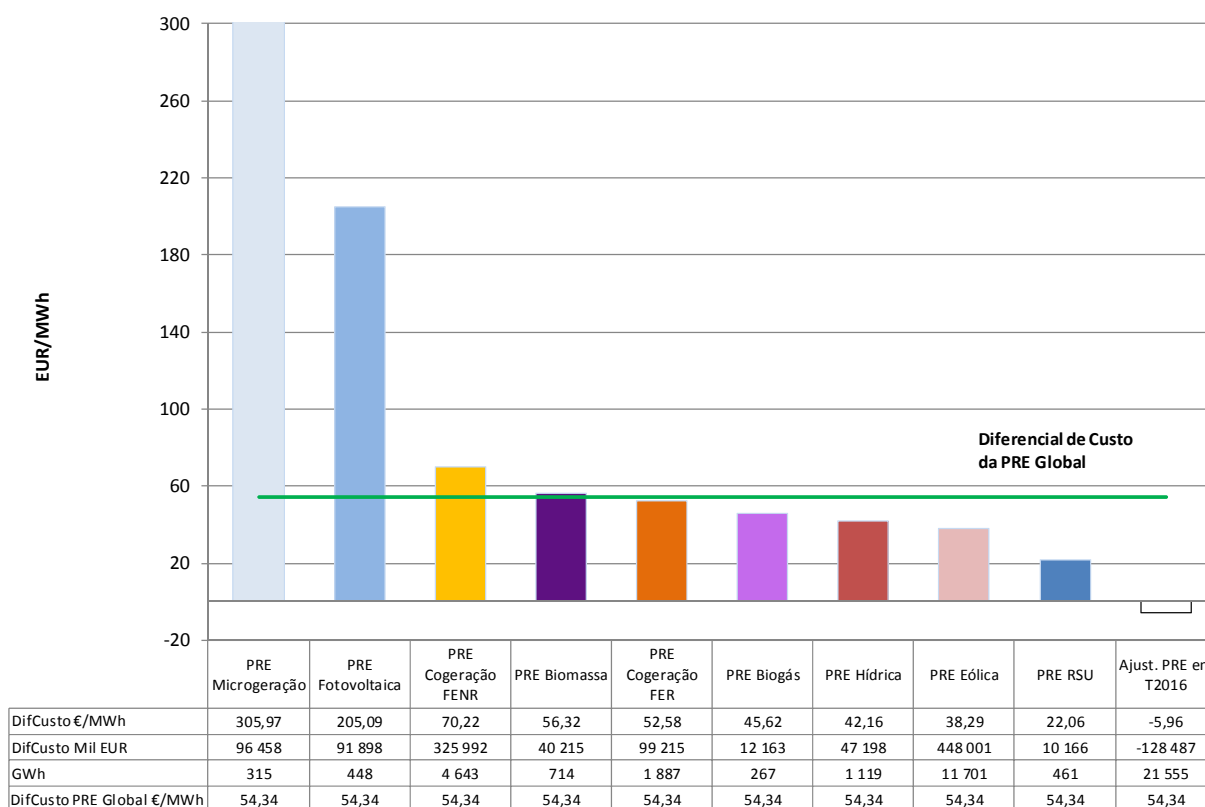
Esta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso.

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos é determinada face à referência do preço da energia transacionada no mercado organizado e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na figura seguinte os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2016, relativos aos anos de 2014 e 2015. Para esta análise não foi considerado:

- 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;
- Medidas de sustentabilidade do SEN referentes a 2016, decorrentes da legislação em vigor, que têm impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN;
- Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

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



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2016.

0.3.3.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2016 são as seguintes:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%⁵ e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2014;
- Parcela de acerto que recupera: (i) os desvios de faturação de 2015 e de 2014 acrescidos do acerto do desvio de faturação da revisibilidade de 2011 em tarifas de 2015; (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2016 e (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2014 o qual inclui o acerto de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Produção;
- Parcela de alisamento relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2015, (ii) estimativa da revisibilidade de 2015 e (iii) estimativa da correção de hidraulicidade de 2015;
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade.

⁵ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

O impacto total dos CMEC nas tarifas de 2016 ascende a 199 milhões de euros e é apresentado do quadro seguinte.

Quadro 0-14 – CMEC 2016

Unid: 10 ³ Euros	
Ano 2016	
Parcela Fixa	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	-201
Parcela de Acerto	
Revisibilidade t-2	42 058
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Produção	3 672
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Distribuição	10 364
valor a pagar	-1 679
valor a receber	12 043
Desvios faturação	1 232
Correção de hidraulicidade	
Ano t-2	16 460
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1	47
Revisibilidade t-1	84 702
Correção de Hidraulicidade t-1	-26 602
Total	199 264

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 114,3 milhões de euros⁶, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

0.3.3.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2016, de 157 836 milhares de euros, seja menor do que o verificado em 2014⁷, 178 593 milhares de euros. Esta evolução deve-se essencialmente ao aumento da margem entre as receitas da energia vendida e os custos de produção, que reflete a diminuição prevista dos preços dos combustíveis fósseis.

⁶ Neste montante não é considerado o valor de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Distribuição.

⁷ Sem ajustamentos e incentivos.

0.3.3.5 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 uma redução de 31% relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-15 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2015 e 2016Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2016	38 265	22 242	60 507
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2015	50 359	36 792	87 151

A diminuição do custo com a aquisição de combustíveis fósseis, designadamente o custo do fuelóleo explica, em parte, a redução dos custos com a convergência tarifária.

0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-16 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2016, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008 e término em 2017, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. O saldo em dívida em 2016, referente a estes défices, é de 38,5 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O 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 sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial previsto para o ano de 2013. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 346,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao Santander e à Tagus.
- O 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 sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2014. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 758,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Santander, à Tagus e à CGD.

- O 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 sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 1 112,1 milhões de euros.
- O 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, no montante de 1 221,8 milhões de euros.
- 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 ser recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2016, referente a estes défices, é de 1 000,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e no dia 3 de dezembro de 2009 respetivamente;
- O diferimento da parcela de acerto de 2012 dos CMEC, decorrente do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, no montante de 240,9 milhões a ser recuperado em partes iguais nos anos 2017 e 2018. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizada à Tagus em dezembro de 2014.

Quadro 0-16 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2015	Juros 2016	Amortização e regularizações 2016	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2016	Saldo em dívida em 2016
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDA (BCP e CGD)	24 447 016	118 812	12 193 877	12 312 689	12 253 139
Convergência tarifária de 2006	8 619 381	41 890	4 289 243	4 341 134	4 320 138
Convergência tarifária de 2007	15 827 635	76 922	7 894 634	7 971 556	7 933 001
EEM (BCP e CGD)	13 621 400	66 200	6 794 190	6 860 390	6 827 210
Convergência tarifária de 2006	3 151 148	15 315	1 571 755	1 587 069	1 579 393
Convergência tarifária de 2007	10 470 251	50 885	5 222 435	5 273 321	5 247 816
EDP Serviço Universal	4 801 253 341	175 072 085	1 564 863 370	1 739 935 455	4 458 160 513
BCP e CGD	38 711 031	188 136	19 308 596	19 496 731	19 402 435
Défice de BT de 2006	28 060 734	136 375	13 996 356	14 132 731	14 064 378
Continente	26 966 348	131 056	13 450 489	13 581 546	13 515 859
Regiões Autónomas	1 094 386	5 319	545 866	551 185	548 519
Défice de BTn de 2007	10 650 297	51 760	5 312 240	5 364 000	5 338 057
Continente	10 234 421	49 739	5 104 806	5 154 545	5 129 615
Regiões Autónomas	415 876	2 021	207 434	209 455	208 442
BCP	0	0	0	0	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	0	0	0	0	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	266 134 995	16 819 732	266 134 995	282 954 727	0
EDP Serviço Universal	6 253 026	395 191	6 253 026	6 648 217	0
BCP	93 957 868	5 938 137	93 957 868	99 896 006	0
Santander	40 864 078	2 582 610	40 864 078	43 446 688	0
Tagus, SA	125 060 023	7 903 793	125 060 023	132 963 816	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	673 550 041	39 373 726	327 211 127	366 584 853	346 338 913
EDP Serviço Universal	218 912 599	12 796 977	106 347 905	119 144 881	112 564 695
Santander	72 915 830	4 262 442	35 422 566	39 685 008	37 493 264
Tagus, SA	381 721 611	22 314 307	185 440 656	207 754 963	196 280 955
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 196 917 999	53 628 866	438 540 171	492 169 037	758 377 828
EDP Serviço Universal	451 700 532	17 675 849	201 742 380	219 418 230	249 958 152
BCP	133 697 076	6 450 215	42 483 132	48 933 348	91 213 943
Santander	151 167 786	7 293 090	48 034 566	55 327 656	103 133 220
Tagus, SA	371 558 739	17 925 851	118 065 253	135 991 104	253 493 486
CGD, S.A.	88 793 867	4 283 860	28 214 840	32 498 700	60 579 027
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	1 511 150 955	44 035 562	399 088 851	443 124 413	1 112 062 103
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016^[1]					1 221 770 542
Tagus, SA	1 114 788 320	21 582 302	114 579 629	136 161 931	1 000 208 691
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	825 299 346	15 977 795	84 825 515	100 803 310	740 473 832
Sobrecusto da PRE 2009	289 488 974	5 604 507	29 754 114	35 358 621	259 734 859
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-556 237	0	-556 237	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-556 237	0	-556 237	0
EDP Distribuição	240 869 418	12 043 471	0	12 043 471	240 869 418
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	12 043 482	602 179		602 179	12 043 482
Tagus SA	228 825 936	11 441 292		11 441 292	228 825 936
Total	5 080 191 175	187 300 569	1 583 851 436	1 771 152 005	4 718 110 280

Nota:

[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2016 é 1 262 milhões de euros. Em 2016 serão amortizados 40 milhões relativos a este montante.

0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2016 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 2016.

No Quadro 0-17 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2016 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um acréscimo de 1,0% na previsão da procura de energia elétrica para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-17 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2015	Tarifas 2016	$\Delta\%$ T2016 / T2015
Fornecimentos CUR + ML	44 617	45 054	1,0%
MAT	2 148	2 168	0,9%
AT	7 032	7 101	1,0%
MT	13 978	14 422	3,2%
BTE	3 335	3 317	-0,5%
BTN	18 124	18 046	-0,4%

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para a continuidade da recuperação da economia portuguesa em 2015 sendo que as previsões de crescimento para 2016 são ligeiramente menos otimistas, mas em linha com o projetado para a área do euro. Contudo, atendendo às projeções macroeconómicas mais recentes do Fundo Monetário Internacional⁸, que apontam para a manutenção do ritmo de crescimento da área do Euro em 2015 e com uma ligeira redução em 2016, poderá existir algum risco de abrandamento da atividade económica a partir do segundo semestre de 2015 na área do euro, que afetará também Portugal.

Face a 2014, espera-se que em 2015 e 2016 se mantenha o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional, com a manutenção das exportações num nível elevado e ainda com tendência de crescimento, o que deverá contribuir para o acréscimo do consumo de energia elétrica nos níveis de tensão mais elevados.

Por outro lado, as projeções mais recentes do Banco de Portugal⁹ para a procura interna mantêm, em 2015 e 2016, a tendência de recuperação observada em 2014, o que deverá contribuir para um acréscimo do consumo de eletricidade também na Baixa Tensão, pese embora existam fatores estruturais, como

⁸ IMF World Economic Outlook (WEO) Update, October 2015

⁹ Banco de Portugal, Boletim Económico – Outubro de 2015

sejam a promoção da eficiência no consumo, que impedirão subidas mais notórias do consumo abastecido neste nível de tensão (domésticos, pequeno comércio e serviços).

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2015 considera uma subida de 1,5% face ao ocorrido no ano de 2014, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT, MT, BTE), situando-se cerca de 0,4 TWh acima da última previsão da REN (dezembro 2015, +0,6%) e 0,3 TWh acima da previsão da EDP (junho 2015, +0,8%). Para 2016, a ERSE assumiu que o ritmo de crescimento do consumo de eletricidade será ligeiramente inferior ao estimado para 2015, devendo contudo voltar a atingir a barreira dos 50,0 TWh no referencial da emissão, a que corresponde um acréscimo de 1,0%. Esta previsão é mais otimista que a última previsão da REN (49,1TWh, que corresponde a manter o nível de 2015) e está alinhada no que respeita à variação, embora ligeiramente acima em valor absoluto, face à previsão efetuada pela EDP em junho de 2015 (+1,0% para 49,7 TWh).

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal Continental, assinala-se a continuidade de um ritmo elevado de transição de clientes para mercado nos meses já decorridos de 2015, embora o mesmo possa ter um ligeiro abrandamento durante o ano de 2016, devido à alteração do regime legal para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, a estimativa para 2015 considera a continuação do decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores (-0,8%), acentuando a forte queda do consumo verificada desde 2010. Contudo a previsão aponta para uma inversão desta tendência a partir de 2016, com um crescimento previsto de 0,5%.

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se para 2015 e 2016 a manutenção do crescimento do consumo de energia elétrica já observado no ano de 2014, com uma evolução dos fornecimentos a clientes de 1,2% e 1,0%, respetivamente.

0.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2016

O Quadro 0-18 sintetiza os proveitos permitidos em 2016, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-18 - Proveitos em Portugal continental em 2016

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2016	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2016, previstos em 2015 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2016 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	226 137		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	226 137	-226 137 (GGS)	0	0	0	0
REN	498 705		724 841	0	0	724 841
Gestão Global do Sistema (GGS)	204 170	226 137 (CVEEAC)	430 307	0	0	430 307
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	294 535		294 535			294 535
EDP Distribuição	3 608 053	-724 841	2 883 212	2 537	-30 476	2 850 198
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 217 916		1 217 916			1 217 916
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 390 137	-724 841 (GGS + TEE)	1 665 296	2 537		1 662 758
Tarifa Social					-30 476	-30 476
EDP Serviço Universal (CUR)	1 848 488	-1 634 290	214 198	-2 537	0	216 735
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 439 315	-1 254 585	184 730	-11 455		196 185
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	1 254 585	-1 254 585 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	184 730		184 730	-11 455		196 185
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	379 704	-379 704 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	29 468		29 468	13 190		16 278
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-4 272		4 272
			3 822 251	0	-30 476	3 791 775

O Quadro 0-19 sintetiza os proveitos permitidos em 2016, por actividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-19 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2016

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2016 (3) = (1) - (2)
EDA	151 755	38 265	113 489
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	111 376	24 711	86 666
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 323	8 981	24 342
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 055	4 573	2 482
EEM	154 686	22 242	132 444
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	112 541	13 328	99 213
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	37 072	6 680	30 392
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 073	2 234	2 839
Total nas Regiões Autónomas	306 441	60 507	245 933

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 2016”. O presente documento foi complementado 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 2016.

As tarifas para 2016 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro.

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 2016, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2014, estimados para 2015 e previstos para 2016, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Elétrica Nacional.
- 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 2016.

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 2016, 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 2016.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2015 a 2017.

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 2016.

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

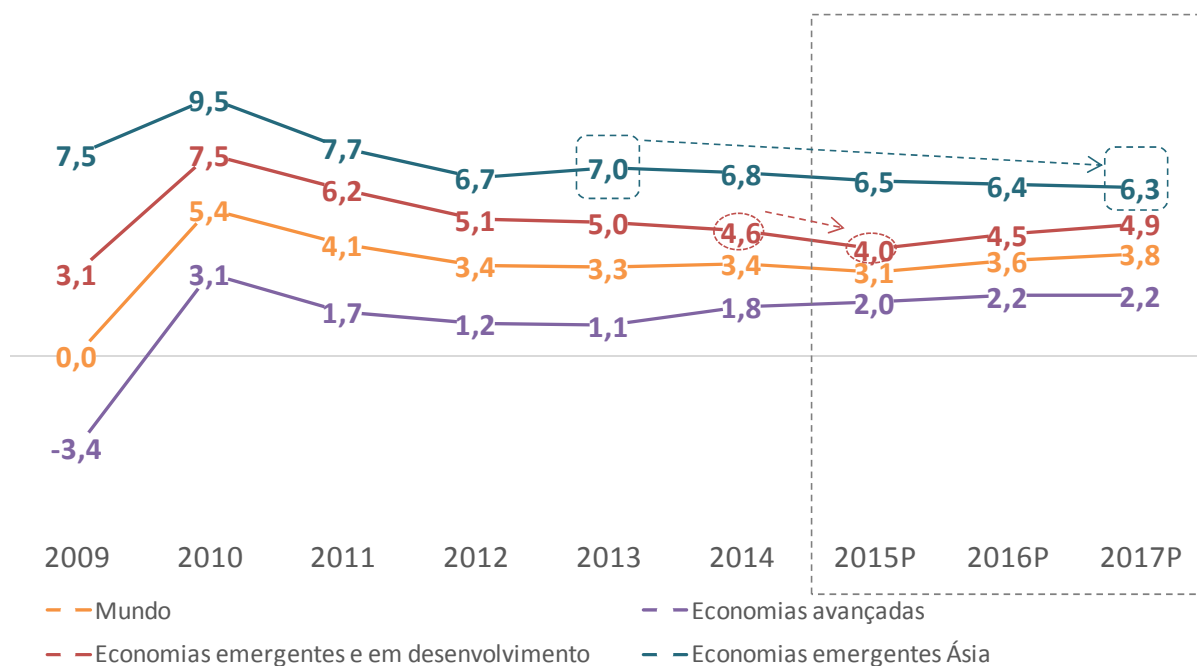
2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

A economia mundial continua com perspetivas de crescimento moderadas, refletindo a lenta recuperação das economias avançadas e o contínuo abrandamento das economias emergentes. Nas economias avançadas os fatores mais determinantes para a lenta recuperação são o abrandamento da procura interna e uma, ainda, débil dinâmica das exportações.

A economia mundial encontra-se em desaceleração desde 2010. O ano de 2014 caracterizou-se por um crescimento do PIB mundial de 3,4%, marginalmente acima do verificado em 2013. A evolução da atividade mundial no último ano foi consequência da recuperação das economias avançadas, com crescimento de 1,8% em 2014, em aceleração face ao crescimento de 1,1% em 2013, em contraste com o abrandamento verificado nas economias emergentes e em desenvolvimento, 4,6% em 2014, face a um crescimento de 5,0% no ano anterior (ver Figura 2-1).

Figura 2-1 - Crescimento real do PIB

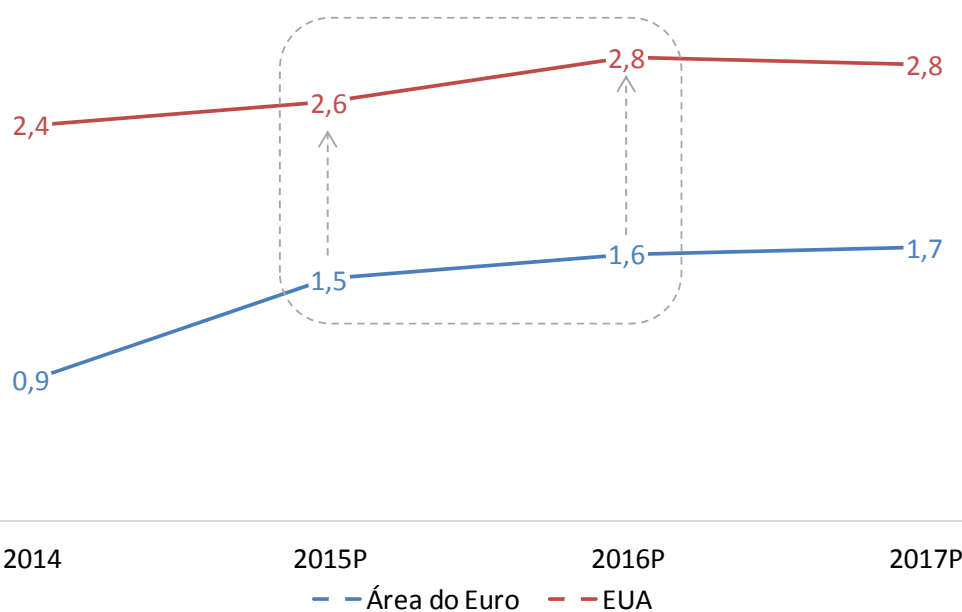


Fonte:ERSE, FMI

Com a economia mundial em desaceleração face ao crescimento de 3,4% registados no passado ano de 2014, o FMI prevê, para o corrente ano, uma taxa de crescimento do PIB mundial de 3,1%. Subjacente a esta previsão está uma diminuição do diferencial entre as taxas de crescimento das economias avançadas e das economias emergentes e em desenvolvimento. Este movimento de convergência entre as taxas de

crescimento destas economias tem vindo a ocorrer desde 2012 por força de uma desaceleração das economias emergentes, prevendo-se que continue no corrente ano. Este movimento de convergência tem implícita uma convergência entre EUA e Zona Euro no corrente ano e uma divergência no próximo ano.

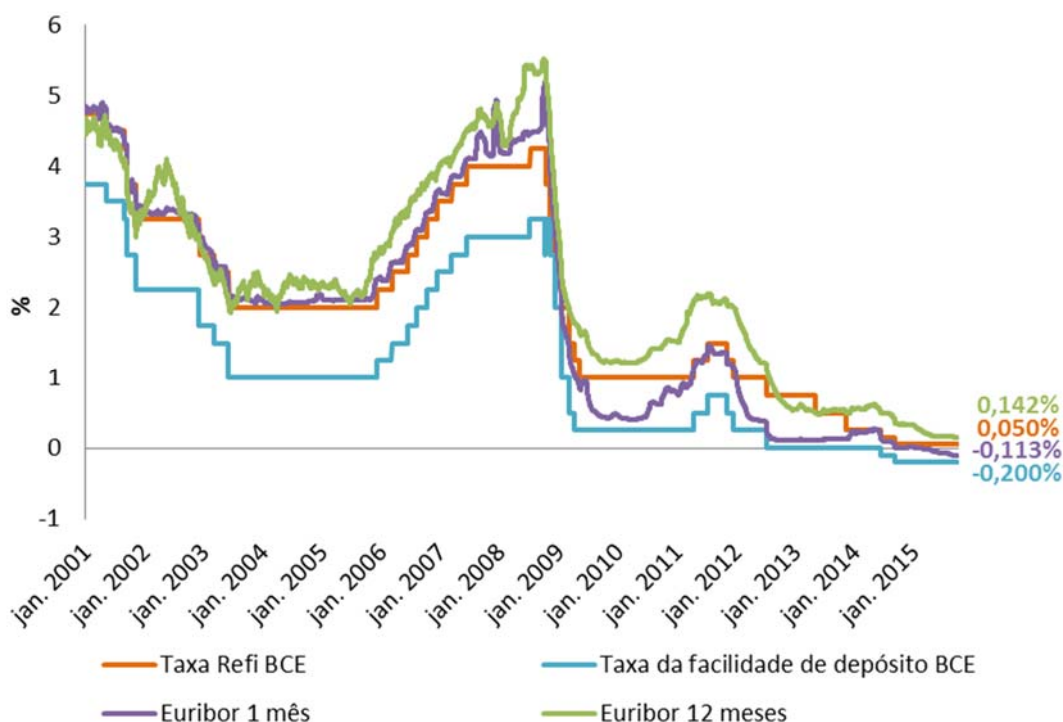
Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na Zona Euro e nos EUA



Fonte:ERSE, FMI

As previsões do crescimento real do PIB para 2015 foram revistas marginalmente em alta para os EUA, para 2,6% (0,1 p.p.¹⁰ acima da previsão de julho de 2015), tendo o FMI mantido inalterada a sua previsão de crescimento para a Zona Euro, de 1,5%. Neste contexto, de uma recuperação económica dos EUA menos robusta do que o esperado, face às expectativas existentes no início de 2015, a probabilidade de uma possível alteração da política monetária do FED no decorrer do corrente ano diminuiu consideravelmente. No que diz respeito à economia da área do Euro, esta continuará a estar condicionada por riscos geopolíticos e pressões desinflationistas, enquadrada num cenário de taxas de juro historicamente baixas, continuando algumas taxas a registar valores negativos (ver Figura 2-3).

¹⁰ Pontos percentuais

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

Fonte: ERSE, Reuters

No grupo das economias desenvolvidas, prevê-se assim um ligeira aceleração da taxa de crescimento de 1,8% para 2,0%, destacando-se pela sua proximidade com Portugal e por terem previsões de crescimento acima da média das restantes economias desenvolvidas a Irlanda (4,8%), a Espanha (3,1%), a Suécia (2,8%) e o Reino Unido (2,5%). Em relação às economias emergentes e em desenvolvimento prevê-se um de crescimento de 4,0% e, em relação a estas, os países para os quais se prevê um crescimento mais robusto em 2015 são os países da Ásia emergente e em desenvolvimento (6,5%), dos quais se destaca pela positiva a Índia (7,3%) e a China (6,8%), apesar da queda acentuada no mercado bolsista e da enorme volatilidade deste último mercado. Pela negativa, o FMI destaca a Rússia (-3,8%) e o Brasil (-3,0%), este último com uma revisão em baixo muito considerável das previsões (-1,5 pp) face à anterior previsão do passado mês de julho.

Tendo por referência as mais recentes previsões do FMI para 2016, a evolução da economia mundial deverá acelerar para 3,6%. Esta tendência decorre tanto da evolução prevista para as economias avançadas, 2,2%, como da evolução prevista para as economias emergentes e em desenvolvimento, de 4,5%. Continuará, no entanto, a divergência, já referida, entre a área do Euro e os EUA. Esta divergência crescente entre EUA e Zona Euro também se encontra espelhada nas expectativas sobre política monetária. O FED, manifestando prudência na condução da política monetária, adiou uma subida de juros em setembro, por força de uma recuperação mais moderada do que o esperado da economia americana, de números de criação de emprego menos robustos e da preocupação com os riscos externos, sobretudo

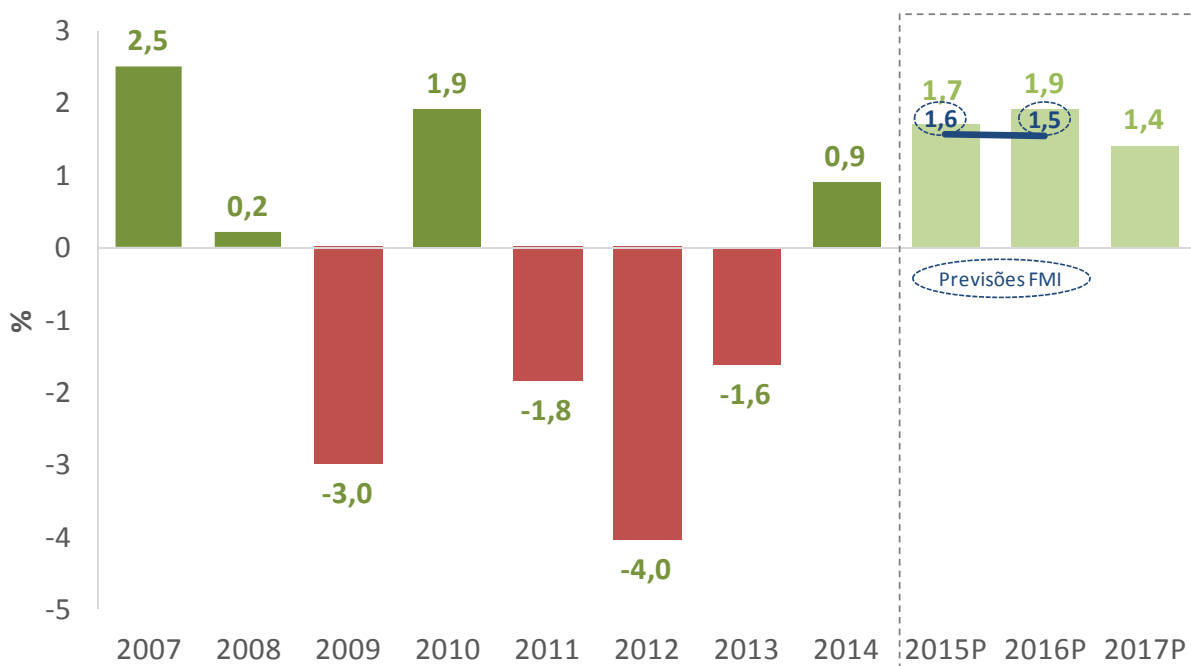
associados aos mercados emergentes. Assim, enquanto o FED se prepara para aumentar as taxas de juro de referência no final de 2015 (ou inícios de 2016), o BCE continua o seu programa de *Quantitative Easing* (QE), não devendo aumentar as taxas de juro de referência por um prolongado período de tempo, o que se repercutiu na queda do euro face ao dólar americano.

Um fator adicional de incerteza para a evolução da economia global será a recente queda do preço de várias *commodities* em geral, e a prolongada queda do preço do petróleo em particular, que poderão levar, eventualmente, a uma retoma do crescimento global.

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

O comportamento da economia portuguesa no ano de 2014, 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, caracterizou-se por uma recuperação da atividade, com o PIB a registar um crescimento de 0,9%, depois de três anos de recessão económica (ver Figura 2-4).

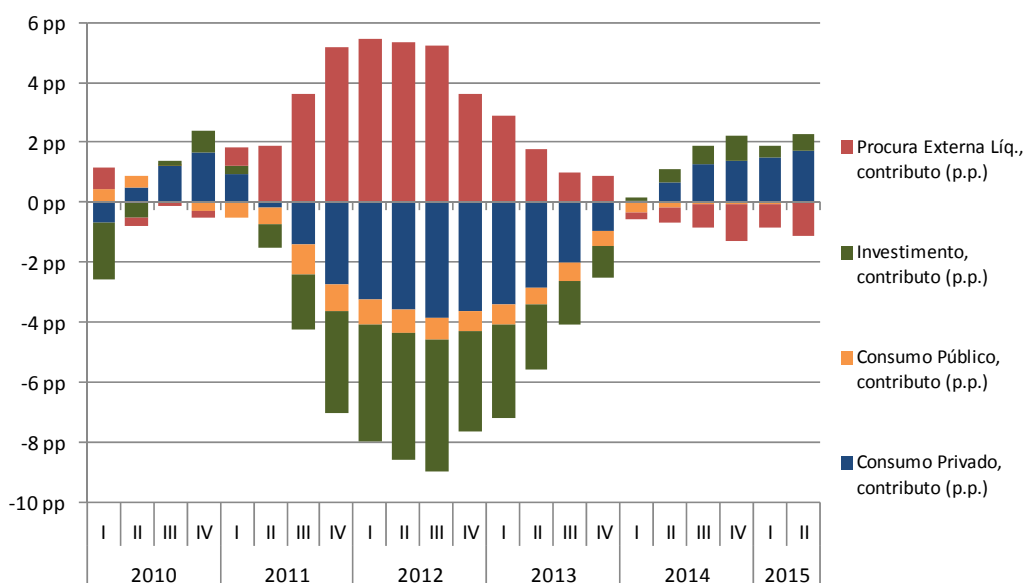
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, FMI

Esta recuperação da atividade em 2014 foi principalmente sustentada na procura interna, ao contrário do verificado nos três anos anteriores (ver Figura 2-4 e Figura 2-6), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, com taxas de crescimento de 2,2% e 5,3%, respetivamente.

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];

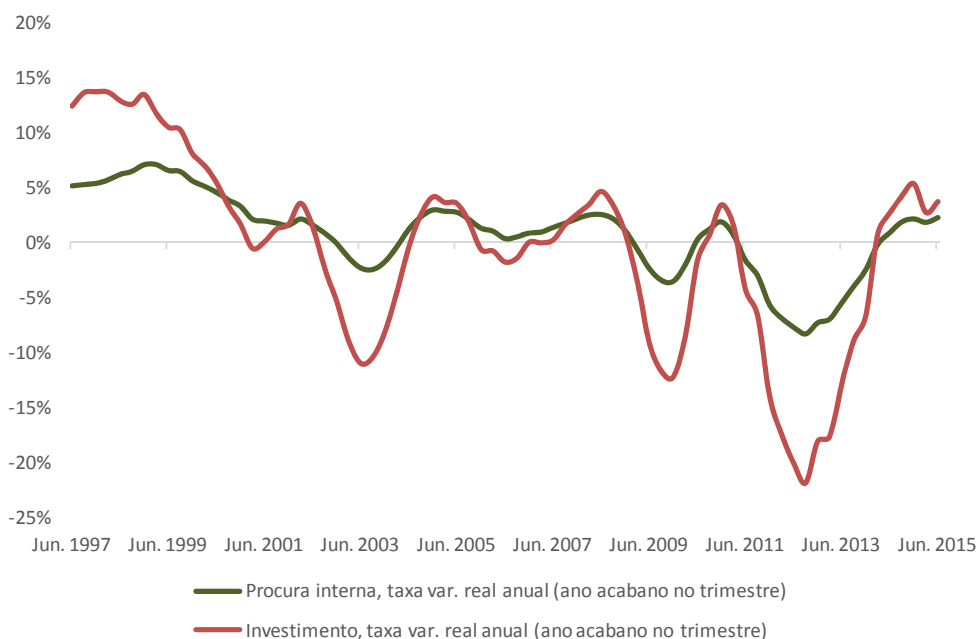
**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE.

Na Figura 2-5 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 inverteu-se esse padrão de crescimento, com uma retoma do crescimento do consumo privado e do investimento, tendo as importações observado taxas de crescimento muito acentuadas nos vários trimestres de 2014, com um registo de crescimento de 6,4% no conjunto desse ano, em contraste com o abrandamento do ritmo do crescimento das exportações, para 3,4% no conjunto do ano, levando ao contributo negativo da procura externa líquida.

Para 2015, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)¹¹ apontam para uma recuperação da economia portuguesa, com um crescimento do PIB de 1,7%, suportado na procura interna e na aceleração das exportações de bens e serviços, para 6,1%, contribuindo para a manutenção de excedente da balança corrente e de capital (2,3% do PIB em 2015). Existem contudo riscos decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental do governo no executivo.

¹¹ "Boletim Económico", Outubro de 2015, Banco de Portugal

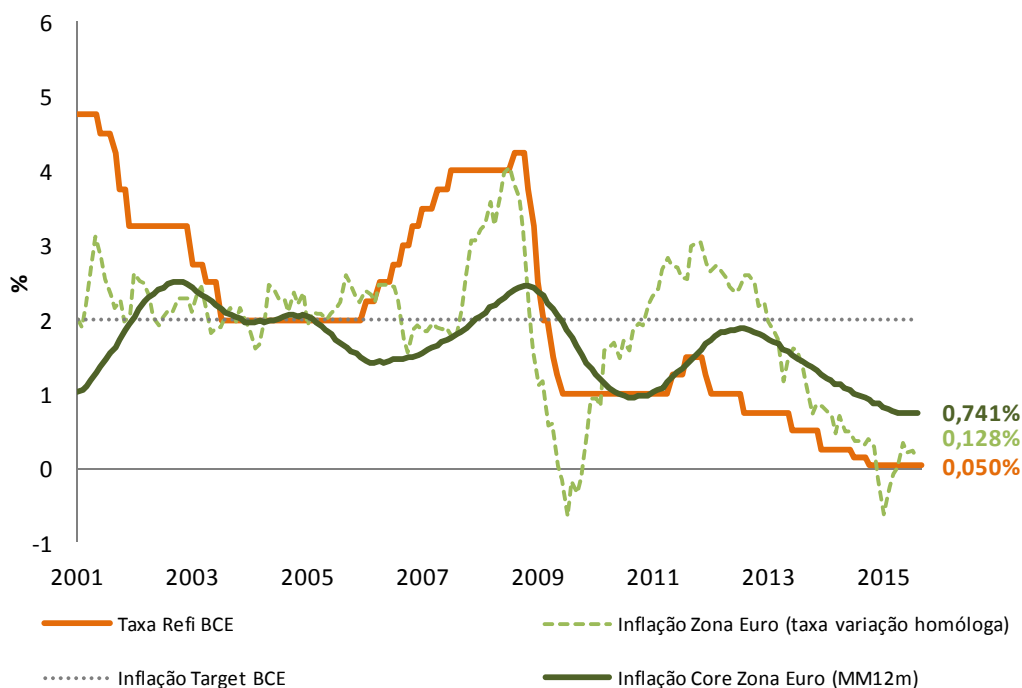
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e segundo trimestre de 2015

Fonte: ERSE, INE

Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP está também subjacente um cenário de desaceleração da procura externa dirigida à economia portuguesa, por efeito do abrandamento da economia global.

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da queda acentuada do preço do petróleo e das *commodities* em geral, do programa de *Quantitative Easing* (QE) do Banco Central Europeu (BCE) e da conseqüente desvalorização do euro. A manutenção do baixo preço do petróleo poderá permitir uma baixa de preços, e, conseqüentemente, levar ao aumento do rendimento disponível das famílias. A divergência entre as expectativas de manutenção da taxa de juro de referência do BCE nos valores mínimos atuais, por um prolongado período de tempo¹², e as expectativas de subida em relação à taxa de juro de referência do dólar no final do ano ou inícios de 2016, levaram a uma forte desvalorização do euro face ao dólar americano. Esta forte depreciação do euro deverá permitir dinamizar a economia nacional.

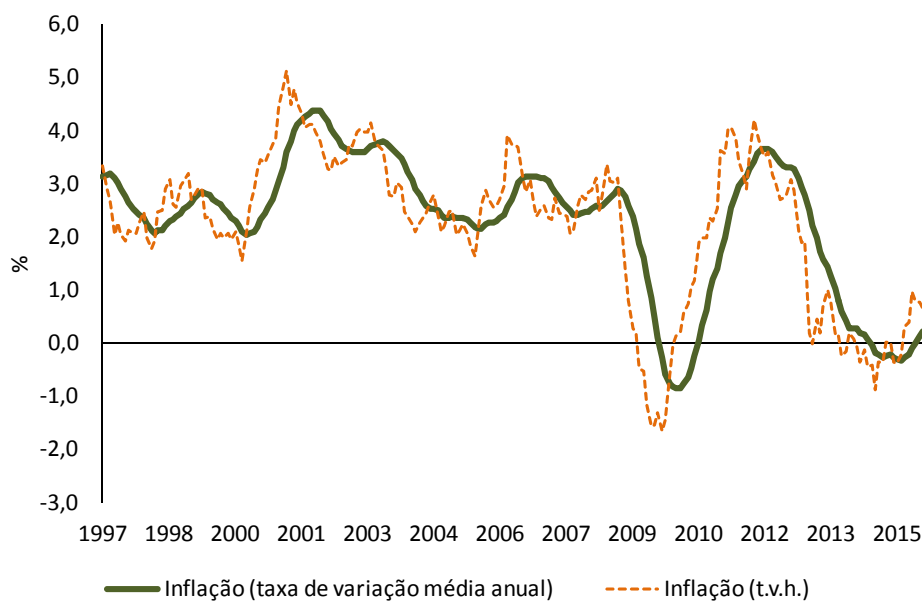
¹² No atual cenário de combate à (des)inflação na Zona Euro, com o programa de QE do BCE, e tendo em conta que a política monetária deverá demorar a ter impacto visível nos níveis de inflação, há expectativas que os atuais níveis, historicamente baixos, da taxa de juro de referência do BCE, se possa prolongar por um período de tempo alargado,

Figura 2-7 - Taxas *refi* e inflação

Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos cenários negativos, podem-se realçar a continuação da necessidade de consolidação orçamental, os riscos e as tensões geopolíticas (Grécia e, ainda, Rússia/Ucrânia) e a ameaça de deflação que tem justificado o programa de QE do BCE. A inflação média anual *core* da Zona Euro encontra-se em mínimos históricos, próximo de zero, e a desinflação é uma realidade (ver Figura 2-7 e Figura 2-8).

Figura 2-8 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Para 2016, as mais recentes projeções do FMI de agosto passado e do corrente mês de outubro (ver Quadro 2-1) apontam para um abrandamento da economia portuguesa em 2016, para 1,5%, em contraste com as previsões do Banco de Portugal feitas no passado mês de março de 2015, que apontam para um crescimento da economia portuguesa de 1,9%. Tendo em conta as previsões mais recentes (do FMI), observa-se que o abrandamento da economia portuguesa tem subjacente um abrandamento substancial do investimento e uma desaceleração das exportações, com uma previsão da diminuição da taxa de desemprego para os 12,9%.

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2014 e previsões para 2015 e 2016

	2014	2015 ^P	2016 ^P	2015 ^P				2016 ^P			
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE	Banco de Portugal	FMI	OCDE	CE
PIB	1,3	1,6	1,8	1,7	1,6	1,6	1,6	1,9	1,5	1,8	1,8
Consumo privado	2,2	2,0	1,6	2,6	1,7	1,8	2,0	1,7	1,6	1,5	1,6
Consumo público	-0,3	-0,3	0,4	0,1	-0,5	-0,5	-0,3	0,2	0,9	0,2	0,2
Investimento	5,3	4,2	3,5	6,2	4,2	2,9	3,5	4,4	2,5	3,1	4,0
Exportações	3,3	5,8	5,5	6,1	5,5	6,2	5,3	5,8	4,8	5,4	6,1
Importações	6,4	5,5	5,2	7,9	4,5	4,7	4,7	5,5	4,8	4,8	5,8
Inflação*	-0,2	0,3	1,1	0,5	0,6	0,1	0,2	1,1	1,3	0,7	1,3
Deflador do PIB	1,3	0,9	1,0	n.d.	1,0	0,5	1,3	n.d.	1,3	0,4	1,4
Balança de Bens e Serviços (% do PIB)	1,3	2,1	2,4	1,7	2,4	n.d.	n.d.	2,6	2,2	n.d.	n.d.
Balança Corrente e de Capital (% do PIB)**	2,0	2,5	3,1	2,3	n.d.	n.d.	2,6	3,3	n.d.	n.d.	2,8
Desemprego (% população ativa)	13,9	13,3	12,7	n.d.	13,4	13,2	13,4	n.d.	12,9	12,6	12,6

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

(**) Comissão Europeia (CE): Capacidade / necessidade líquida de financiamento, com base nas Contas Nacionais; P - Previsões

Fontes:

Banco de Portugal - "Boletim Económico, outubro 2015"; "Projeções para a economia portuguesa: 2015-2017", 25 de Março 2015

FMI - *World Economic Outlook, out./2015*; FMI - *Portugal, 2nd Post-Program Monitoring Discussions, Aug 2015*

OCDE - *Economic Outlook N. 97, June/2015*

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas maio 2015

2.3 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-9 compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão¹³, e a taxa de crescimento real do PIB entre 2001 e 2016.

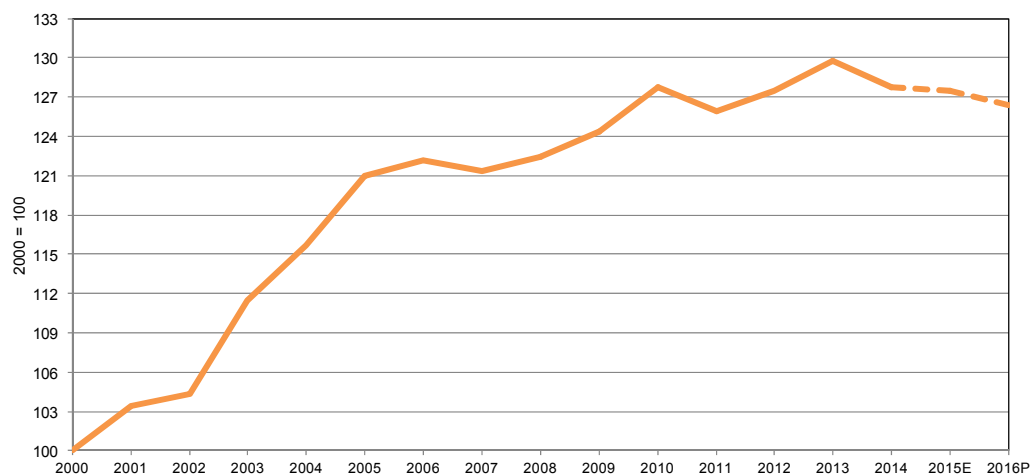
¹³ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

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

Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Destaca-se da observação da figura anterior que a correlação entre o crescimento destas duas variáveis acentuou-se fortemente a partir do ano de 2007. Em 2012, a quebra no PIB (-4,0%) foi mais expressiva do que a sentida no consumo de energia eléctrica (-2,9%). Em 2014 ocorreu um crescimento da economia na ordem dos 0,9% e um decréscimo do consumo de energia na ordem dos 0,7%. Para 2015 e 2016, de acordo com as previsões do Banco de Portugal, é expectável uma recuperação da economia com um crescimento de 1,7% e 1,9%, respetivamente. Para o consumo referido à emissão, de acordo com as previsões da ERSE, é expectável um crescimento mais moderado, de 1,5% e 1,0% para 2015 e 2016, respetivamente.

A intensidade energética do PIB é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia eléctrica. A Figura 2-10 apresenta a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2016, calculada tendo por base o consumo de energia eléctrica 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 tem recentemente apresentado uma certa estabilidade, com uma aparente diminuição do seu valor nos anos mais recentes. Após uma forte subida entre 2002 e 2005 tem-se vindo a assistir à desaceleração do crescimento deste indicador, o que indicia um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país, tendo mesmo ocorrido uma quebra da intensidade energética do PIB de 1,6% em 2014 e prevendo-se para sua evolução seja de -0,2% e -0,9%, em 2015 e 2016, respetivamente.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

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

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014, “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016” e “Caracterização da procura de energia elétrica em 2016”, de dezembro de 2015.

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2016 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 2014 para todas as atividades e o ano de 2015 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 2016. Adicionalmente, para 2015 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2014, 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 2014. 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 2014 considerados em tarifas de 2015.

No que se refere a 2015, 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.

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 custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	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 <i>posteriori</i> .	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.	Mecanismo de otimização da gestão dos CAE	Taxa de remuneração do ativo - 5,99% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	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	Remuneração dos ativos em exploração e custos aceites em base anual ambos ajustáveis 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) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSE, AdC; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		Taxa de remuneração do ativo - 5,99% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários. <i>Custos pass through:</i> 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 extensão da vida útil do equipamento. Incentivo ao aumento de disponibilidade da capacidade dos elementos da RNT. Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 5,99% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Custos de referência - Taxa de remuneração do activo - 5,99% + 0,75% Valor última amortização: 85% Fatores de eficiência: linhas - 1,5%; subestações - 3%; encargos de estrutura e gestão - 2% 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 custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price-cap</i> 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.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados a planos de reestruturação de efetivos Custos <i>pass through</i> : 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. Limitação ao investimento excessivo em BT.	Taxa de remuneração do ativo - 6,34% Metodologia de indexação aos OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: NT - número de clientes e km de rede; BT - número de clientes e energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> 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: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2015-2017	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 - 6,34% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.			Fator de eficiência de parâmetros de 3,5% 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	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	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 <i>revenue-cap</i> 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 promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - 5,99% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 6,34% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística 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.			Taxa de remuneração do ativo - 6,34% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% 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 <i>revenue-cap</i> 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 promoção do desempenho ambiental. Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - 5,99% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do ativo - 6,34% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 4,0% ao ano Proveitos permitidos evoluem com: número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística 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.			Taxa de remuneração do ativo - 6,34% Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DE TARIFAS DE 2016

O cálculo de tarifas de energia elétrica para 2016 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Portaria n.º 278-B/2014 de 29 de dezembro, primeira alteração à Portaria n.º 275-A/2011, de 30 de setembro que fixa a percentagem do apoio social extraordinário ao consumidor de energia a aplicar nas faturas de eletricidade e de gás natural aos clientes finais elegíveis e primeira alteração à Portaria n.º 275-B/2011, de 30 de setembro que estabelece os procedimentos, os modelos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção do apoio social extraordinário ao consumidor de energia.
- Portaria n.º 278-C/2014 de 29 de dezembro, estabelece os procedimentos e as demais condições necessários à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social estabelecida no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e revoga a Portaria n.º 1334/2010, de 31 de dezembro.
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, altera os Decretos-Leis n.os 74/2012, de 26 de março, 75/2012, de 26 de março, 66/2010, de 11 de junho, e 104/2010, de 29 de setembro. Procede à alteração da forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e com consumos em baixa tensão normal. e uniformiza o mecanismo de fixação do fator de agravamento das tarifas transitórias.
- Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, procede à fixação da tarifa de referência aplicável à energia elétrica produzida através de unidades de pequena produção prevista no n.º1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.
- Diretiva n.º 4/2015, de 12 de fevereiro, define os valores definitivos dos Parâmetros para determinação da taxa a aplicar à transferência intertemporal, referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 13 de outubro.
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, procede à segunda alteração à Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, à primeira alteração à Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e fixa em 31 de dezembro de 2017, a data de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, estabelece os procedimentos para injeção de energia adicional e para autorização do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos, bem como os

requisitos para a dispensa de telecontagem individualizada da energia do sobre-equipamento, e define as taxas aplicáveis aos procedimentos no âmbito do sobre-equipamento.

- Lei n.º 33/2015, de 27 de abril, segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- Portaria n.º 157-B/2015, de 28 de maio, define os parâmetros e valores para apuramento da taxa de desconto a aplicar na contribuição extraordinária sobre o setor energético previstos no Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.
- Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, procede à primeira alteração da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP).
- Portaria n.º 202/2015, de 13 de julho, estabelece o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial.
- Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho, altera os parâmetros e o limite máximo de remuneração do serviço de interruptabilidade previsto na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, na sua redação atual.
- Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, primeira alteração à Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro que estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, e o mecanismo de repartição dos custos de interesse económico geral a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida.
- Diretiva n.º 14/2015, de 7 de agosto, Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental.
- Portaria n.º 237/2015, 12 de agosto, altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que estabelece os procedimentos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.
- Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, procede à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação atual, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Altera o artigo 73.º-A, introduzindo o n.º 8.
- Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, terceira alteração 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 aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional e primeira alteração à Portaria n.º 108-A/2015 que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, prevendo a sua aplicação subsidiária ao setor elétrico.

- Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro, estabelece os parâmetros necessários para o processo de determinação das tarifas reguladas do Setor Elétrico Nacional.
- Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-B/2015, de 15 de outubro, define o valor de determinados parâmetros a aplicar nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril.

3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2016

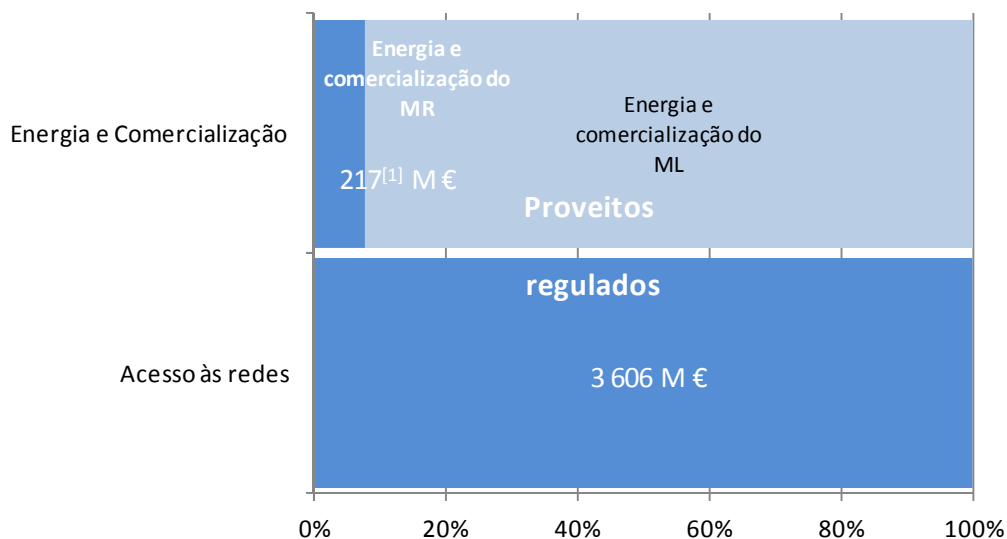
A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos regulados no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos proveitos totais estimados para o setor¹⁴, que deverão representar cerca de 6 367¹⁵ milhões de euros.

¹⁴ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

¹⁵ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 4,3 milhões de euros.

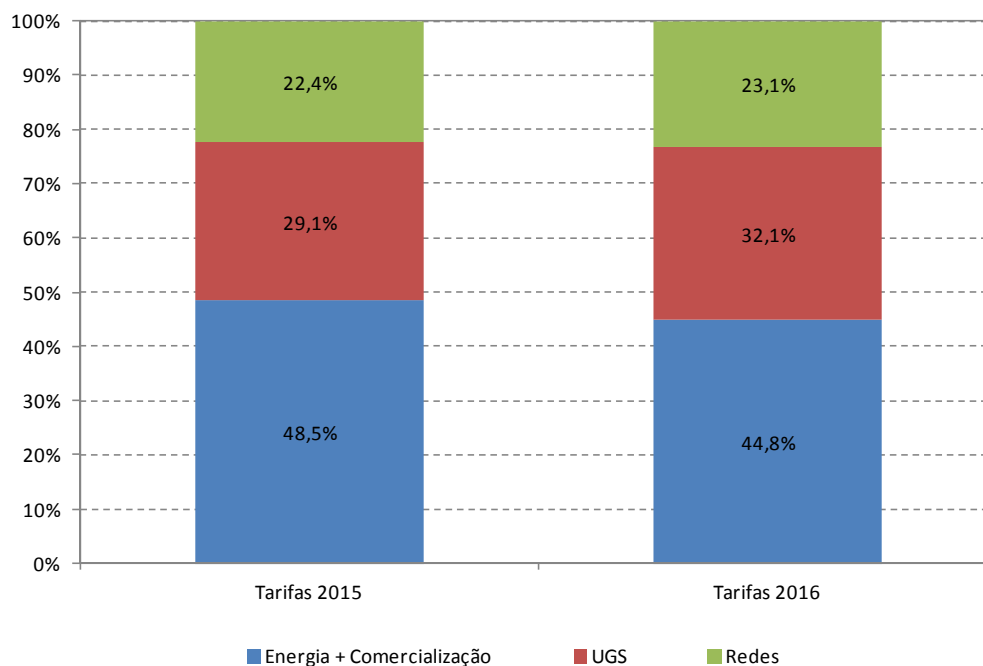
Figura 3-1 - Proveitos do setor elétrico



Nota: ^[1]O valor de 217 M€ inclui o sobreprovento no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 4,3 M€

Importa, no entanto, referir que os custos de energia no mercado regulado são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso refere-se aos custos de interesse económico geral 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 custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema. A Figura 3-2 permite comparar a variação da estrutura dos proveitos por atividade, no setor elétrico, de tarifas 2015 para tarifas 2016.

Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por setor por atividade

Da análise da figura, verifica-se que o peso da energia e da comercialização diminuiu 3,7 p.p. A UGS aumentou 3,0 p.p., sendo esta evolução explicitada na Figura 3-17 do presente capítulo.

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 2015 e 2016.

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

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação de proveitos Tarifas 2016/Tarifas 2015
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	310 250	430 307	
Custos gestão do sistema	175 225	149 420	
Custos de interesse geral	135 025	260 589	
Custos com garantia de potência	0	20 298	
Custos a recuperar pelo ORD	1 685 130	1 666 595	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-108 523	-11 455	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	26 372	13 190	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-3 494	-4 272	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 909 734	2 094 364	9,7%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	259 509	294 535	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	40 647	-1 299	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	300 157	293 236	-2,3%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	448 163	450 013	
Total dos proveitos em BT	724 824	767 903	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 172 987	1 217 916	3,8%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	239	215	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	200	521	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	24 051	15 543	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	24 490	16 278	-33,5%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	-813 787	-913 588	
Aquisição aos PRE (exclui sobre custo)	1 121 403	1 098 802	
Custos com serviços do sistema	11 271	7 457	
Custos de funcionamento	4 074	3 513	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	322 960	196 185	-39,3%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 730 327	3 817 979	2,3%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	3 494	4 272	
Tarifa Social	-27 059	-30 476	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 706 762	3 791 775	2,3%

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

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação de proveitos Tarifas 2016/Tarifas 2015
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 953	111 376	-10,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	33 323	5,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	7 055	-3,3%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	163 772	151 755	-7,3%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação de proveitos Tarifas 2016/Tarifas 2015
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	122 774	112 541	-8,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 118	37 072	-5,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 054	5 073	0,4%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	166 946	154 686	-7,3%

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) as quantidades de energia elétrica e o número de clientes; (ii) a evolução dos custos de energia; (iii) os desvios de anos anteriores; (iv) a evolução dos custos de interesse económico geral e (v) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador.

Nos pontos seguintes analisam-se os efeitos destas componentes na variação dos proveitos permitidos de 2015 para 2016, 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. O impacto da variação nos proveitos permitidos das Regiões Autónomas é analisado através da variação do sobrecusto das Regiões Autónomas.

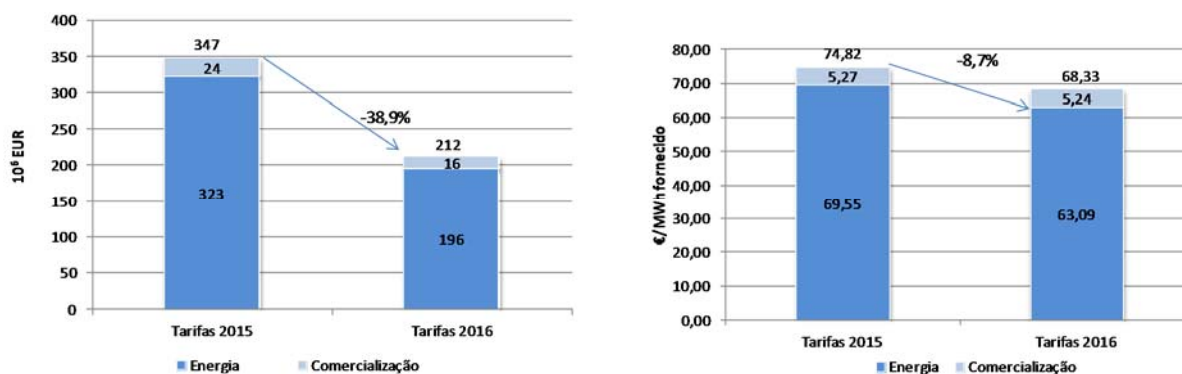
3.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2015 para 2016. Esta situação resulta essencialmente do efeito da extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT, BTE e BTN. A diminuição do valor unitário dos proveitos reflete, por um lado, a diminuição dos preços do mercado de energia elétrica e, por outro lado, a alteração da estrutura de fornecimento do CUR resultante da extinção destas tarifas.

O impacte referido pode ser verificado pela análise das figuras seguintes¹⁶.

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



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 - Energia e número de clientes

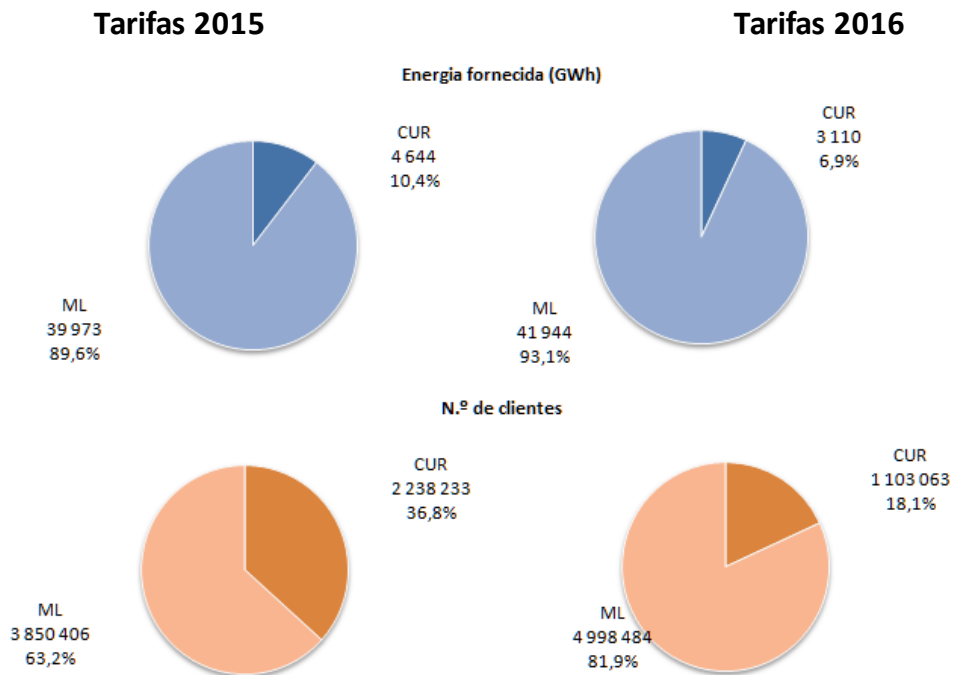
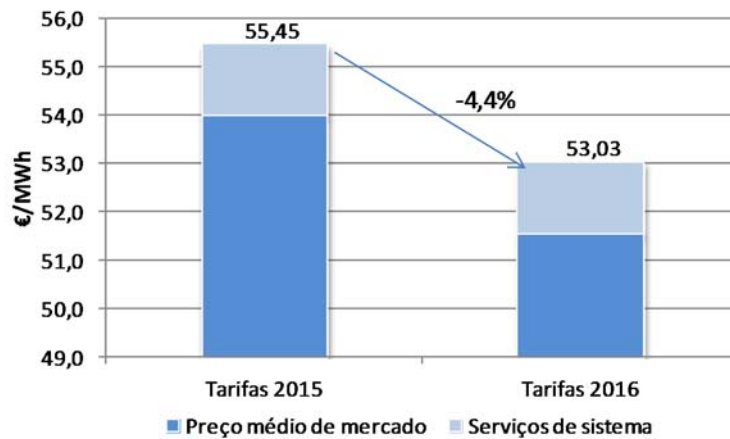


Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema

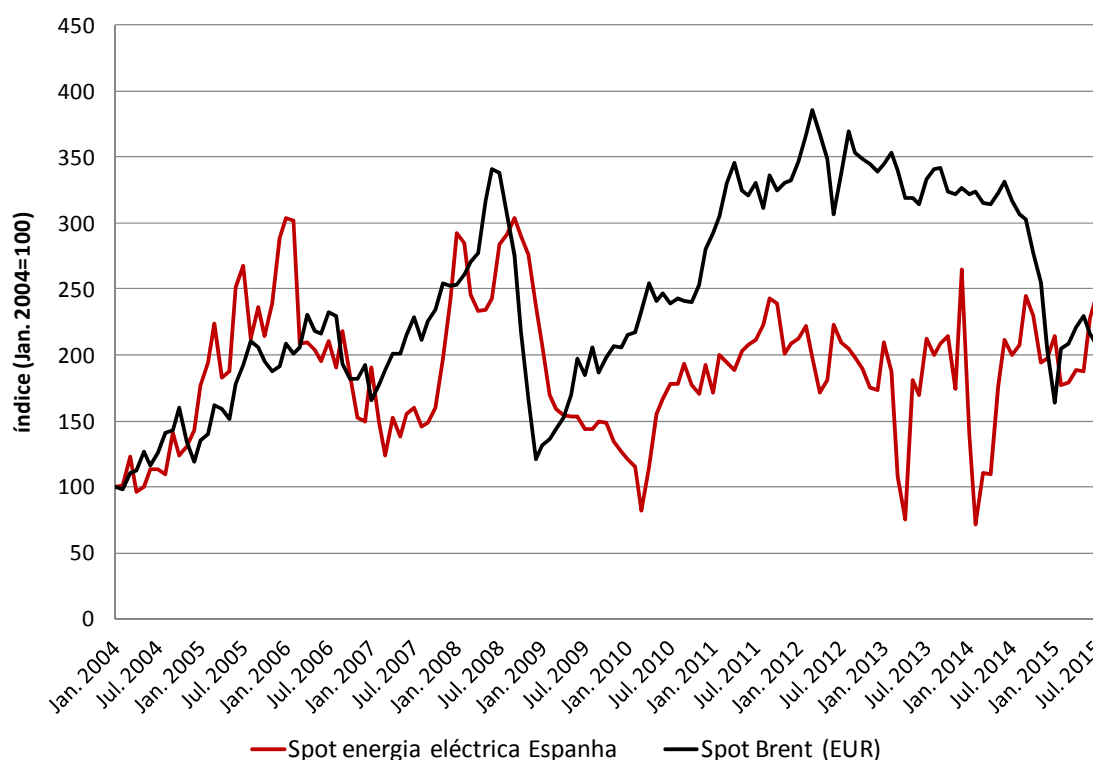


De seguida, são analisados com maior detalhe os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2016.

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, como é perceptível na Figura 3-6, principalmente até 2009. Desde então, verifica-se um distanciamento entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

**Figura 3-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



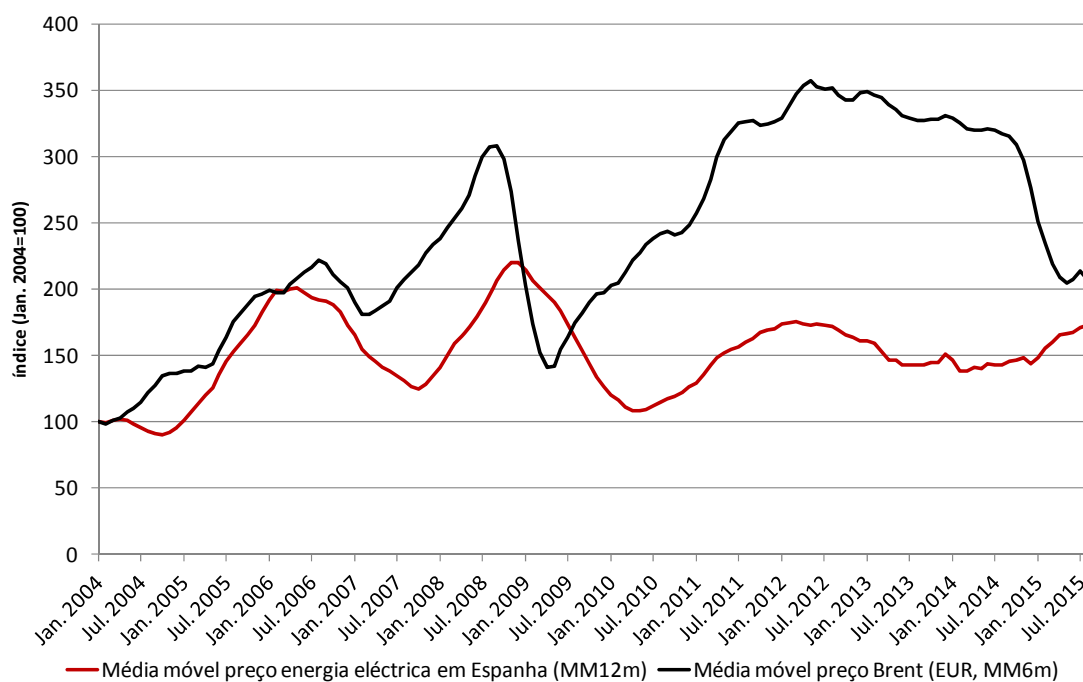
Fonte: ERSE, OMEL

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.

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 3-7 comparam-

se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004¹⁷, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

**Figura 3-7 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



Fonte: ERSE, OMEL

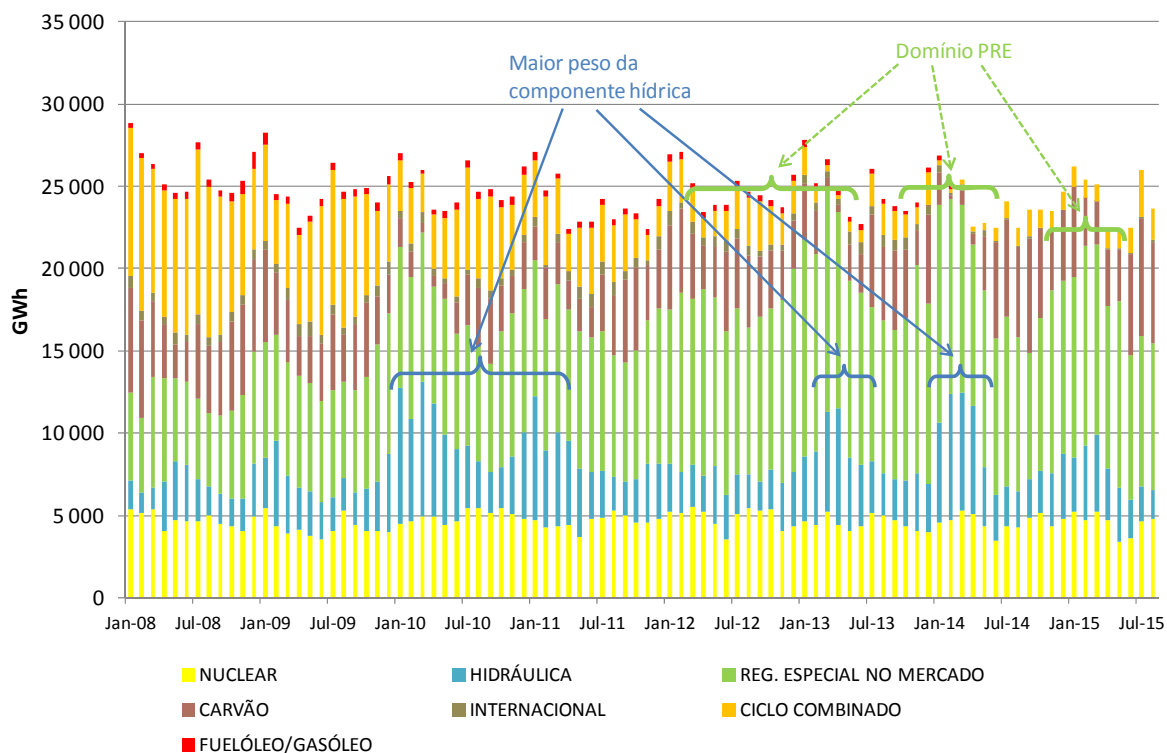
A observação da Figura 3-7 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009. A evolução do preço do petróleo tem atualmente um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica.

De modo a poder entender-se melhor os motivos para este desfasamento é analisado o *mix* tecnológico de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a 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, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como os que se têm vivido desde o início de 2015.

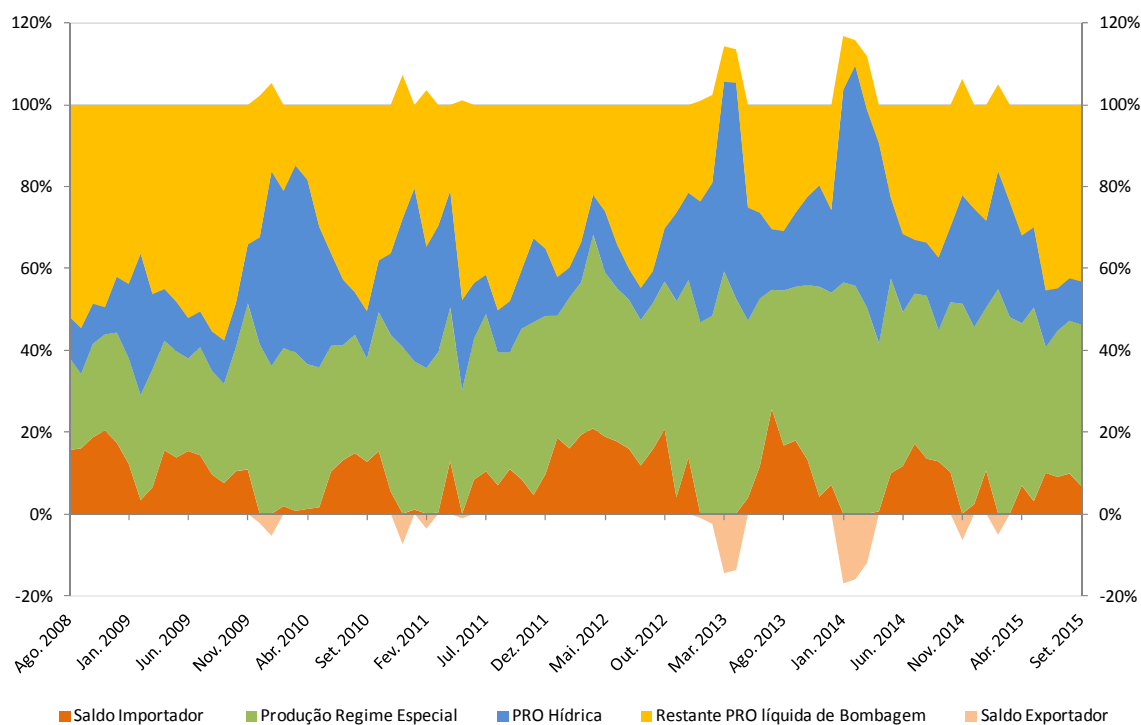
¹⁷ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Figura 3-8 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia



Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-9 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar, enquanto o peso das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se igualmente nesta figura alguns meses do primeiro semestre de 2013 e do primeiro semestre de 2014, em que as condições climáticas 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).

Figura 3-9 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal

Fonte: ERSE, Reuters, REN

Um maior diferencial entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, conseqüentemente, o preço do gás natural, reflete, assim, a maior dificuldade de colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado. Este cenário é agravado devido à:

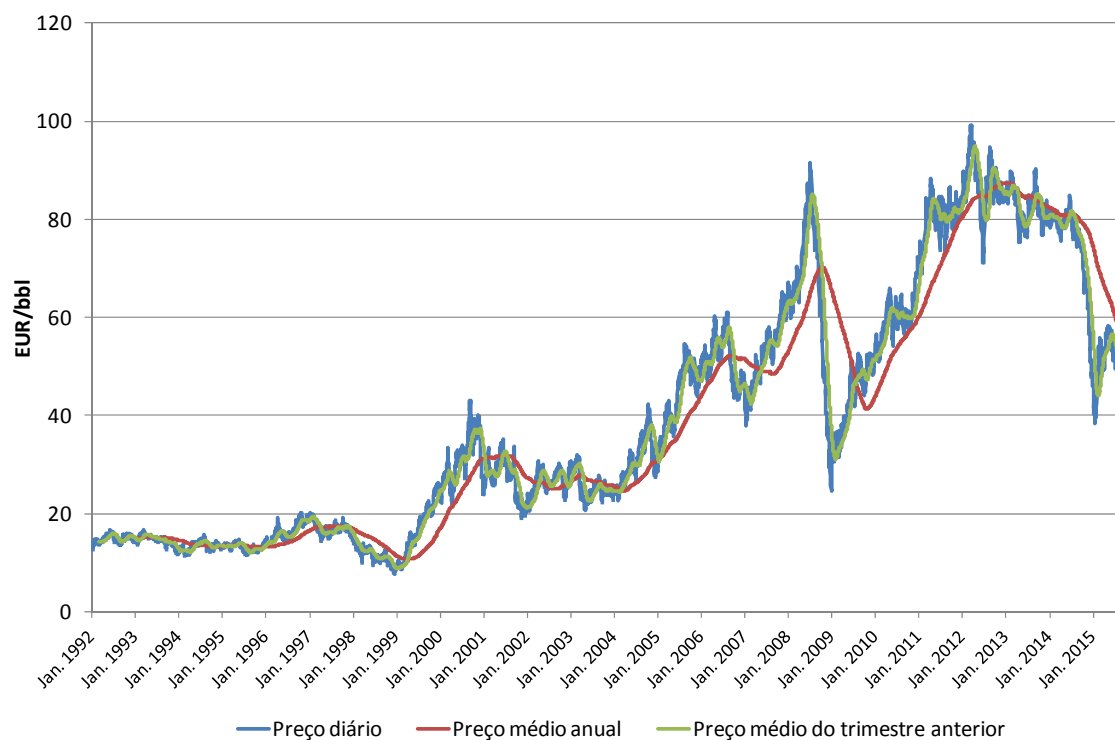
- Queda do consumo de energia elétrica observado desde 2010;
- A contribuição da entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial.

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, bem como a diminuição do consumo de energia elétrica verificada nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou à estagnação do seu preço, pese embora a acentuada descida do preço do petróleo desde meados de 2014.

No entanto, o maior peso da PRE em 2013 e em 2014 deve-se igualmente a fatores climáticos favoráveis ocorridos nesses anos. 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 combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

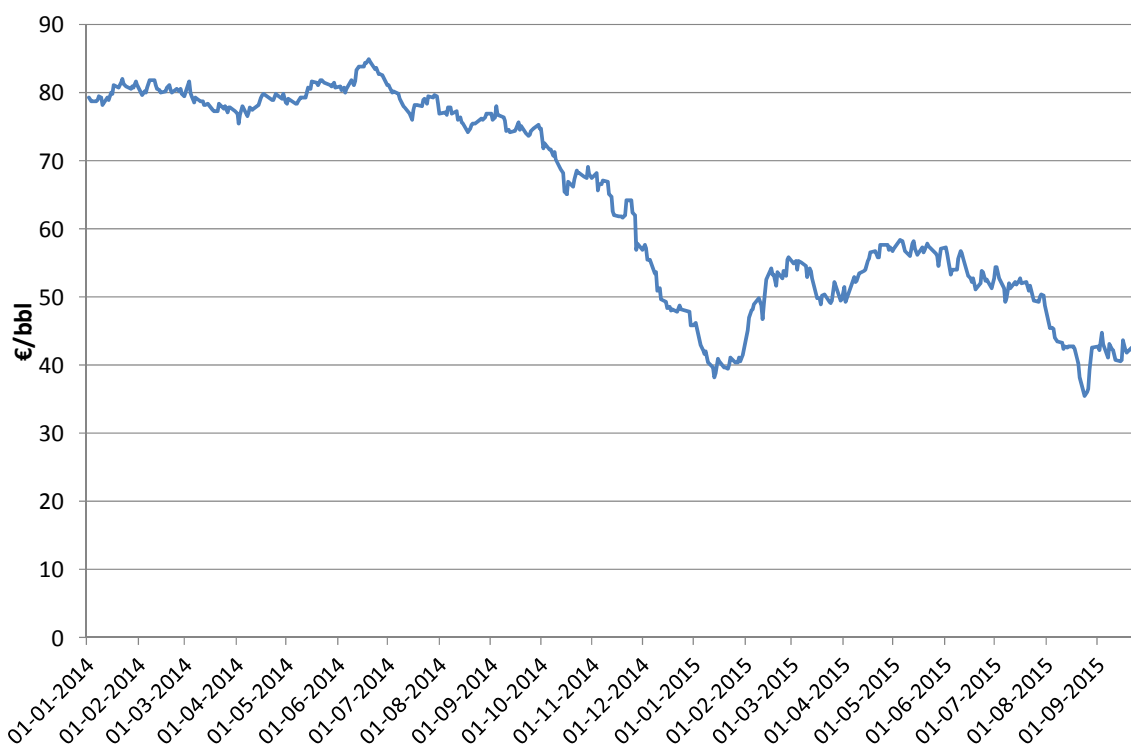
Figura 3-10 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2015



Fonte: ERSE, Reuters

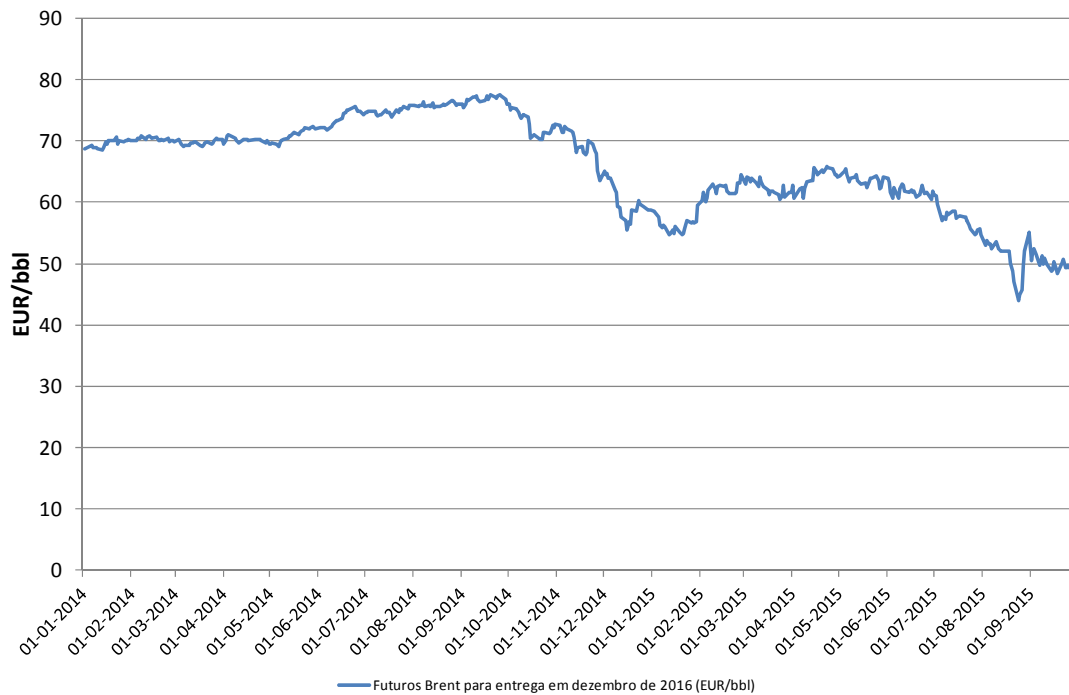
A evolução mais recente do preço do petróleo apresenta uma tendência de descida, embora se tenha mantido relativamente estável em torno dos 41 €/bbl entre agosto e setembro de 2015 (média de 41,9 €/bbl neste período). A Figura 3-11 apresenta a evolução do preço do petróleo desde 2014, permitindo verificar que o preço do *Brent*, depois de um período de estabilidade registado até julho de 2014, em torno dos 80 €/bbl, observou uma tendência de descida, tendo cotado nos 42,3 €/bbl, no final de setembro de 2015.

Figura 3-11 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2014 e 2015



Fonte: ERSE, Reuters

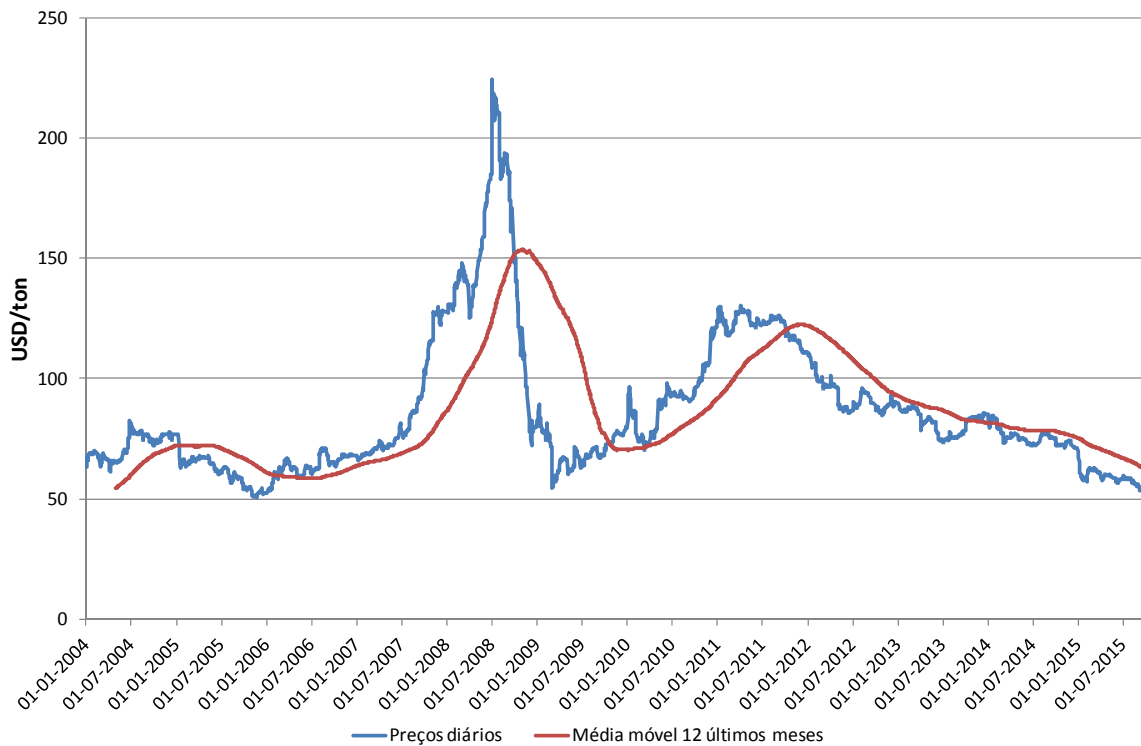
No que diz respeito aos mercados de futuros, os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram, durante este ano de 2015, um intervalo de variação de preços entre os 44 €/bbl e os 66 €/bbl. Após uma súbita tendência ascendente nos primeiros meses deste ano, os preços para entrega no final de 2016, observaram uma redução significativa cotando no final de setembro de 2015, com os dados disponíveis à data, para valores próximos dos 50 €/bbl.

Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2016

Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural. A evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constitui mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo.

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 3-14 podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em €/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, sendo de registar uma quebra superior a 40% no preço do carvão em finais de setembro de 2015 face à média das cotações de 2011.

**Figura 3-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA
(índice 2011=100, com base na cotação euros /ton)**



Fonte: ERSE, Reuters

PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2016, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 53,0 €/MWh, ligeiramente inferior ao estimado para 2015, que se situa em torno dos 53,5 €/MWh¹⁸ e mais baixo do que o previsto em tarifas de 2015 para 2015, 55,4 €/MWh. Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

¹⁸ 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 3-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁹ para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016

	2015		2016
	Tarifas 2015	Estimativa 2015 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2016
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	55,4	53,5	53,0
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,76	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2016 em Portugal é cerca de 53,0 €/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 previstos²⁰ e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

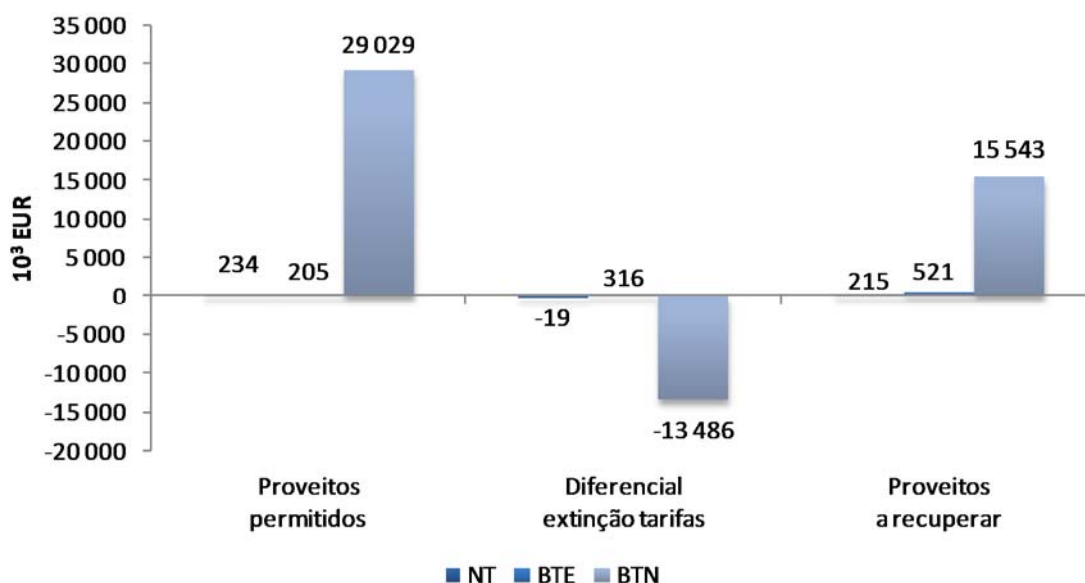
EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

De modo a garantir que o fim das tarifas reguladas não dificulte a recuperação dos proveitos afetos à atividade de comercialização e que, por sua vez, a recuperação destes proveitos não distorce a normal transição dos clientes para o mercado liberalizado, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização são calculados com base no nível tarifário do ano anterior afetado de um fator de atualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS. O valor deste diferencial, por nível de tensão, é apresentado de seguida.

¹⁹ 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.

²⁰ 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

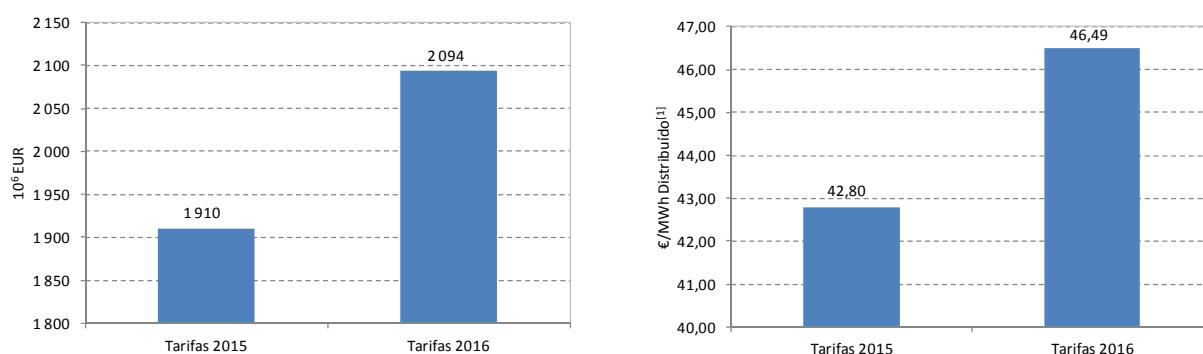
Figura 3-15 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um aumento de cerca de 185 milhões de euros (Figura 3-16).

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

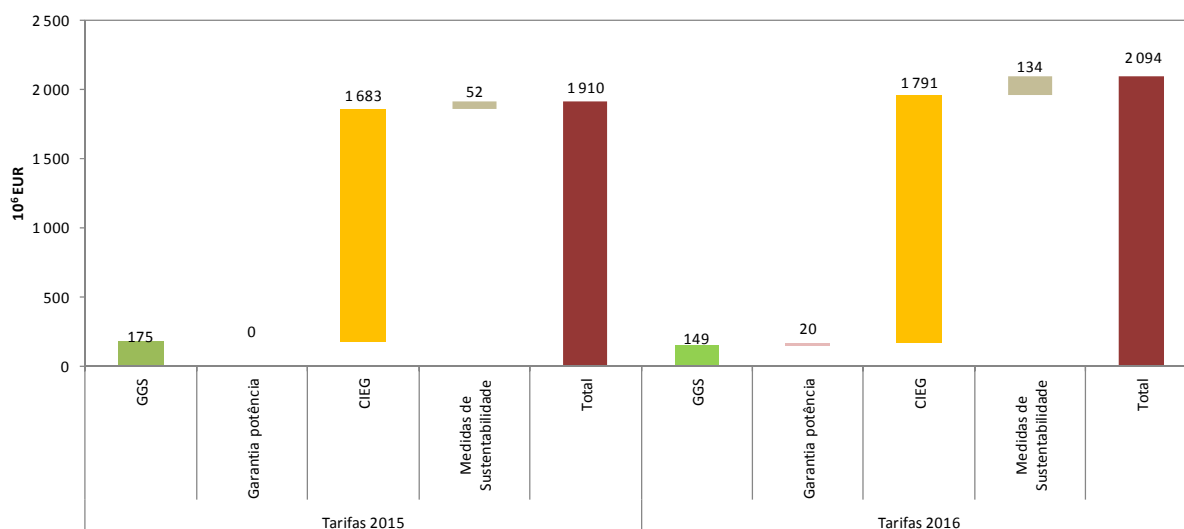


Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) Custos com a garantia de potência; (iii) custos de interesse económico geral; (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária e (v) 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 (MAT, AT e MT) e BTE e o sobreprovento associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes nos níveis de tensão mencionados.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2015 para 2016 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

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



A Figura 3-17 permite verificar que entre tarifas de 2015 e 2016 os proveitos a recuperar pela UGS aumentaram cerca de 185 milhões de euros. Este aumento deve-se essencialmente ao acréscimo ocorrido ao nível dos CIEG, em cerca de 108 milhões de euros, da garantia de potência em 20 milhões de euros e das medidas de sustentabilidade em 82 milhões de euros. Em sentido contrário, os custos de gestão global do sistema, baixaram 26 milhões de euros.

3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema baixaram em 15%, relativamente aos valores aceites para tarifas 2015. Para esta variação contribuiu a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passaram de 71 milhões de euros a recuperar pela empresa, para 2015, para 18 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2016. Esta redução compensou os acréscimos ocorrido ao nível dos custos de OPEX e de CAPEX (cerca de 3,8 milhões de euros) e da interruptibilidade (cerca de 24 milhões de euros).

3.3.2 INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2016 foi considerado um montante previsional de 102,5 milhões de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, e pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 24,1 milhões de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2015, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor acrescem 675 milhares de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no n.º 2 do artigo 12.º-A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.
- 77,8 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2016, a prestar pelas instalações de consumo não abrangidas pelo n.º 5 do artigo 2.º da Portaria n.º 1308/2010, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.

3.3.3 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa *mid-swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, passando, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria.

O Quadro 3-8 apresenta a evolução da remuneração dos terrenos situados no domínio público hídrico que se mantém na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT).

Quadro 3-8 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Parcela associada aos terrenos de domínio público hídrico														
Remuneração dos terrenos		24 076	19 848	16 611	14 609	8 659	10 054	-1 331	12 728	9 460	8 054	157	268	256
Taxa de remuneração	6,50%	5,50%	4,80%	4,27%	3,90%	2,40%	2,90%	-0,40%	3,99%	3,09%	2,75%	0,06%	0,10%	0,10%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC _{set}	IPC _{set}	IPC _{set}	IPC _{set}	MID-SWAP	MID-SWAP	MID-SWAP	Portaria n.º 301-A/2013	Portaria n.º 301-A/2013	Portaria n.º 301-A/2014

Unidade: 10³ EUR

3.3.4 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

No incentivo à garantia de potência, estabelecido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, existem as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento, que se destina a apoiar a realização

no território de Portugal continental de novos investimentos em aproveitamentos hidroelétricos, mediante a atribuição de uma compensação durante os primeiros anos de exploração.

O período de atribuição destes incentivos é de 10 anos após o início de exploração para os centrais hidroelétricas, enquanto para as centrais termoelétricas a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração. Contudo para esta modalidade, a Portaria refere que o incentivo produz efeitos no ano civil seguinte ao da data de cessação do Programa de Assistência Financeira a Portugal, ou seja em 2015.

Nos termos do artigo 16.º da Portaria acima mencionada, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência carecem de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, na sequência de proposta do Diretor-Geral de Energia e Geologia, previamente submetida a parecer da ERSE. Adicionalmente, o presente quadro legislativo prevê que os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência sejam pagos pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN, aos centros electroprodutores, no ano civil seguinte àquele a que se reportam²¹.

Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema referentes ao ano de 2016 foram incluídos os montantes do incentivo ao investimento e do incentivo à disponibilidade, respeitantes ao ano de 2015, que foram homologados pelo membro do Governo responsável pela área de energia. O Quadro 3-9 apresenta o impacte em proveitos dos incentivos acima mencionados.

Quadro 3-9 - Montantes dos incentivos à garantia de potência de 2015 e respetiva repercussão nos proveitos permitidos de 2016

Centro Eletroprodutor / Grupo	Modalidade	Montante do incentivo 10 ³ EUR	Juros para repercussão T2016 10 ³ EUR	Pagamentos às centrais em 2016 10 ³ EUR
Ciclo Combinado Pego	Disp.	5 022,0	34,3	5 056,3
Termoelétrica do Ribatejo	Disp.	7 013,0	47,9	7 060,9
Ciclo Combinado Lares	Disp.	4 399,6	30,1	4 429,6
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	2 811,6	19,2	2 830,8
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	338,8	2,3	341,1
Ribeiradio-Ermida	Invest.	575,2	3,9	579,1
TOTAL		20 160,1	137,8	20 297,9
Incentivo à Disponibilidade		16 434,55	112,3	16 546,9
Incentivo ao Investimento		3 725,59	25,5	3 751,1

²¹ Acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses e *spread* usados nos ajustamentos do ano t-1, nos termos do Regulamento Tarifário.

3.3.5 CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

A Enondas – Energia das Ondas, S.A., foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecida à Enondas o direito a:

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
 - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de transporte de energia elétrica, nos termos estabelecidos no regulamento tarifário, publicado pela ERSE;
 - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Para tarifas de 2016 o montante considerado em proveitos é de 366 milhares de euros.

3.3.6 MECANISMO DA CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Anualmente, aquele montante será reduzido por um valor mínimo igual ao sétimo do valor definido para o valor máximo de referência em 2009.

O montante de 16 460 milhares de euros a ser recuperado pela tarifa de uso global do sistema deve corresponder ao remanescente do diferencial de correção de hidraulicidade de 2014, cujo montante é de 23 117 milhares de euros, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 40/SEEnergia/2015, de 2 de outubro.

No entanto, e uma vez que, segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o mecanismo de correção de hidraulicidade cessa no final de 2016, a estimativa de correção de hidraulicidade para t-1 a considerar em tarifas de 2016 correspondente a 9 meses do ano, foi de -26 602 milhares de euros.

3.3.7 DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

De acordo com número 1 do Despacho n.º 11566-A/2015, do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República, 2.ª série n.º 202, de 15 de outubro, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 20% sobre o preço bruto do fornecimento de energia elétrica, excluído de IVA e demais impostos, contribuições ou taxas aplicáveis.

Os custos totais com a tarifa social ascendem em 2016 a 32 015 milhares de euros, incluindo o valor do continente e das regiões autónomas. De acordo com o regime legal em vigor, este montante é financiado pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da sua potência instalada, conforme apresentado no quadro seguinte.

Salienta-se que no exercício tarifário de 2016 foi pela primeira vez determinado um ajustamento provisório de t-1 para a aplicação da tarifa social no Continente e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, que implicará uma devolução de cerca de 28,2 milhões de euros aos produtores em regime ordinário que financiaram este desconto no ano de 2015.

Quadro 3-10 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário

	Tarifa Social 2016		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	8 126,9	72,9%	23 352,4
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9
Centrais com CAE			
Centrais com GP	2 225,4	20,0%	6 394,6
Restantes centrais	2 131,5	19,1%	6 124,9
Iberdrola			
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Endesa	845,0	7,6%	2 428,2
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP	845,0	7,6%	2 428,2
Restantes centrais			
Tejo Energia	615,2	5,5%	1 767,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	615,2	5,5%	1 767,8
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Turbogás	1 057,1	9,5%	3 037,6
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	3 037,6
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,5%	1 429,3
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP	257,4	2,3%	739,6
Restantes centrais	240,0	2,2%	689,6
Total	11 141,6	100,0%	32 015,3
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	4 805,4
Centrais com GP	3 327,8	29,9%	9 562,4
Restantes centrais	2 371,5	21,3%	6 814,5

Fonte: ERSE, REN

3.3.8 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO DEVIDO À EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS EM NT (MAT, AT E MT), BTE E BTN E O SOBREPROVEITO ASSOCIADO À APLICAÇÃO DA TARIFA DE VENDA TRANSITÓRIA

O processo de extinção de tarifas reguladas tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O processo de extinção das tarifas reguladas assentou na publicação de alguma legislação-base, designadamente o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, e o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, ambos na última redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. De acordo com a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, a data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN foi fixada para 31 de dezembro de 2017. Devido ao processo de extinção de tarifas reguladas, e à consequente saída dos clientes para o mercado, as tarifas de comercialização não recuperam os proveitos permitidos previstos. Como tal, a ERSE aplicou o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN, estabelecido legalmente, operando-se a recuperação destes proveitos através da tarifa de UGS.

Adicionalmente, e tal como definido na legislação em vigor, a tarifa transitória sofre agravamento percentual como forma de incentivar os clientes a escolher um comercializador em mercado, sendo o sobreproveito resultante repartido por todos os consumidores.

Deste modo, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado serão repercutidos nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2016 estes valores ascendem a 13 190 milhares de euros e - 4 272 milhares de euros, respetivamente.

3.3.9 CUSTOS COM A 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 uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos.

Recentemente o Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e de acordo com o n.º 8 do Artigo 73-A.º, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração, cuja metodologia é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril.

Adicionalmente, no presente exercício tarifário considerou-se o montante da repercussão quinquenal dos sobrecustos com a PRE¹ relativos a 2016, no valor de 40 milhões de euros, de acordo com o Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2016 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 2016

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2016	T2017	T2018	T2019	T2020	
PRE ¹⁽¹⁾						
anuidade	62 694	191 896	191 896	191 896	191 896	830 279
Amortização capital ⁽²⁾	40 000	170 408	175 543	180 833	186 283	753 067
juros	22 694	21 488	16 353	11 063	5 614	77 212
valor a abater aos pp ⁽³⁾	713 067					
Alisamento quinquenal	-713 067	191 896	191 896	191 896	191 896	830 279
PRE ²⁽⁴⁾						
anuidade	15 330	136 899	136 899	136 899	136 899	562 927
Amortização capital ⁽²⁾	0	121 569	125 233	129 007	132 894	508 704
juros	15 330	15 330	11 666	7 892	4 005	54 223
valor a abater aos pp ⁽³⁾	508 704					
Alisamento quinquenal	-508 704	136 899	136 899	136 899	136 899	562 927

Notas: PRE ¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados 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 2016

Valor a abater aos pp ⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2016

PRE ²⁽⁴⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrados 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 da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2012 até 2016 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. O maior impacto dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE, relativos ao período compreendido entre 2012 e 2016, verificar-se-á nas tarifas de 2017.

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2016 nos proveitos permitidos de 2016

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE				
	T2016	T2017	T2018	T2019	T2020
PRE^{1 (1)}					
anuidade	882 284	868 326	681 631	436 405	191 896
Amortização capital	771 323	793 637	639 896	418 189	186 283
juros	110 960	74 689	41 736	18 216	5 614
Alisamento quinquenal	106 523	868 326	681 631	436 405	191 896
PRE^{2 (2)}					
anuidade	645 374	627 149	447 259	285 640	136 899
Amortização capital	564 454	574 674	419 579	273 397	132 894
juros	80 921	52 475	27 680	12 244	4 005
Alisamento quinquenal	121 341	627 149	447 259	285 640	136 899

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

No documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2016 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 os proveitos permitidos de 2016 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no valor do diferencial de custo de aquisição de energia à PRE que é considerado no cálculo tarifário. Em particular foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos:

- 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;
- 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.

Em consonância com o estabelecido na Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição destas receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de

gases com efeito estufa, a previsão do montante que reverterá para o SEN em 2016 deverá rondar os 89 milhões de euros.

No que respeita à previsão da compensação anual dos produtores eólicos para a sustentabilidade do SEN, prevê-se um montante na ordem de 27 milhões de euros, no ano de 2016.

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 são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

A Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, alterada pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactes de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia (UE) e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica. A Portaria supramencionada, estabelece, igualmente, a repartição dos custos de interesse económico geral (CIEG) a suportar em função dos resultados do referido estudo, pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

A ERSE deve efetuar semestralmente um 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 União Europeia (UE) e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, nos termos do Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, do Secretário de Estado da Energia.

Os valores relativos a este mecanismo regulatório incluídos no presente exercício tarifário foram de cerca de 24 milhões, referente à previsão para o ano de 2016, e de cerca de 19 milhões de euros, como estimativa para 2015.

Supletivamente, o n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho estabelece um montante adicional de 0,9 €/MWh por cada MWh que tiver sido injetado na rede, por parte de cada um dos centros electroprodutores, abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, excluindo-se as centrais de

ciclo combinado de gás natural. De acordo com os cálculos efetuados, o montante a repercutir em tarifas 2016 é de 4 521 milhares de euros.

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 22}.

3.3.10 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.

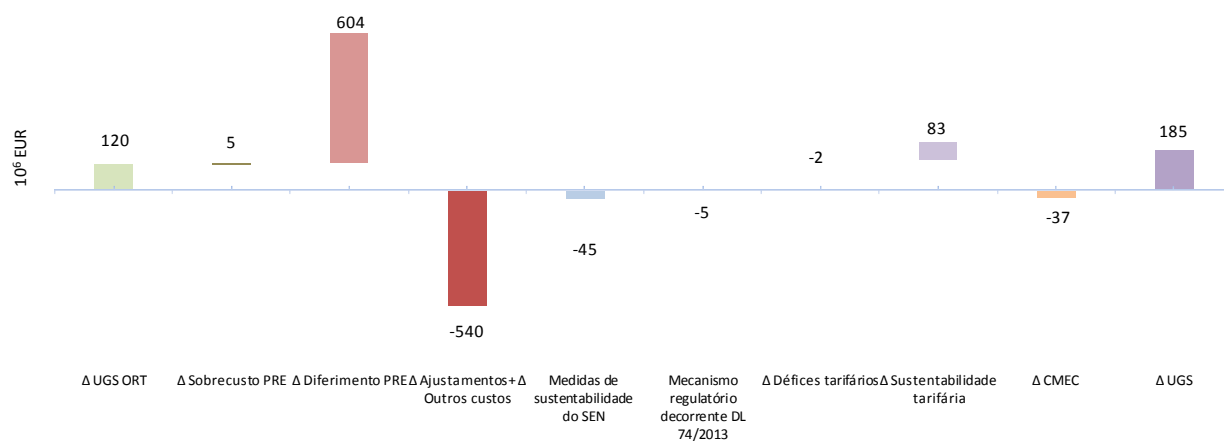
Na Figura 3-18 apresenta-se a variação da UGS de 2015 para 2016:

- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 120 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Redução dos custos de gestão do sistema em 26 milhões de euros;
 - Redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 27 milhões de euros
 - Aumento dos outros CIEG do ORT, em 152 milhões de euros;
 - Aumento da garantia de potência de cerca de 20 milhões de euros.
- O efeito do agravamento do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 5 milhões de euros;
- Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, diferimento PRE no valor de 604 milhões de euros;
- Variação de outros ajustamentos e outros custos em -545 milhões de euros;
- Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -45 milhões de euros;
- Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei 74/2013, de 4 de junho, -5 milhões de euros face ao ano anterior;
- O efeito dos défices tarifários em -2 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de 83 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:

²² PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

- O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de 96 milhões de euros:
- Efeito do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE:
 - o Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de -13 milhões de euros;
 - o Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de -1 milhão de euros.
- A variação dos CMEC em cerca de -37 milhões de euros.

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



3.3.11 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E ESTABILIDADE TARIFÁRIA

Seguidamente apresenta-se a descrição das principais componentes que integram os custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária.

AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2016 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2014, dos custos com a produção de energia (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 2015.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia: (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).

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultam de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.) face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual a qual se repercute nas tarifas do ano seguinte a título provisório desde janeiro, e a título definitivo, após despacho do Ministro da Economia e Inovação.

O Quadro 3-13 sintetiza os ajustamentos de 2014 e 2015 que foram considerados no cálculo tarifário para 2016. No que diz respeito aos ajustamentos do SPRE de 2016, apenas uma parte deste montante é recuperada na tarifa de UGS de 2016, em resultado da aplicação ao SPRE de 2016 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.

Quadro 3-13 - Ajustamentos de 2014 e 2015 a repercutir em tarifas

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	Ajustamento 2014	Ajustamento 2015	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	57	-68	-11
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	121	206	327
CMEC+SCAE	102	97	199
SPRE ⁽¹⁾	19	110	128
Ajustamento total	178	138	316

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 2014, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situou-se abaixo do valor considerado em tarifas de 2014. Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2015, já havia sido devolvido um valor superior ao ajustamento real. Desta forma o desvio em 2016 líquido de ajustamentos provisórios foi de cerca de 57 milhões de euros.

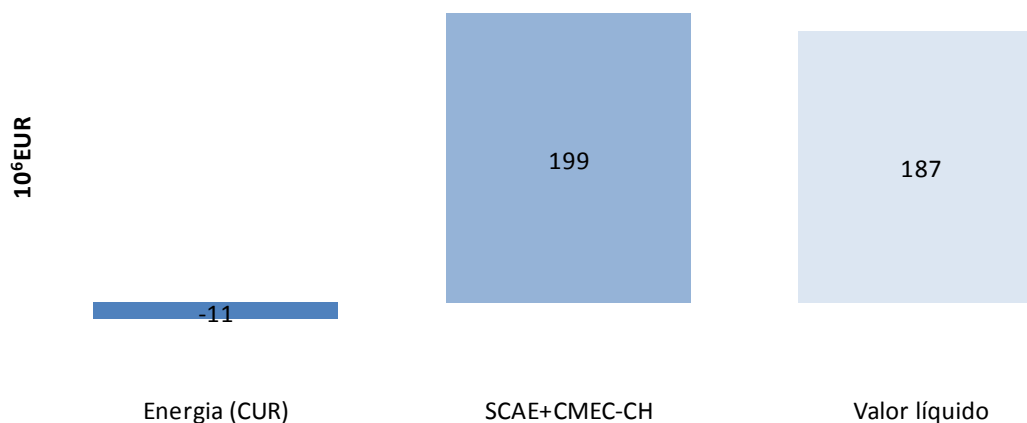
Em 2015, a redução do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2015, gerou um desvio de cerca de -68 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2014 e 2015 ascende a 11 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 199 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 187 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



CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEGS 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 estabelecido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2016²³ pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Estes custos são apresentados na Figura 3-20.

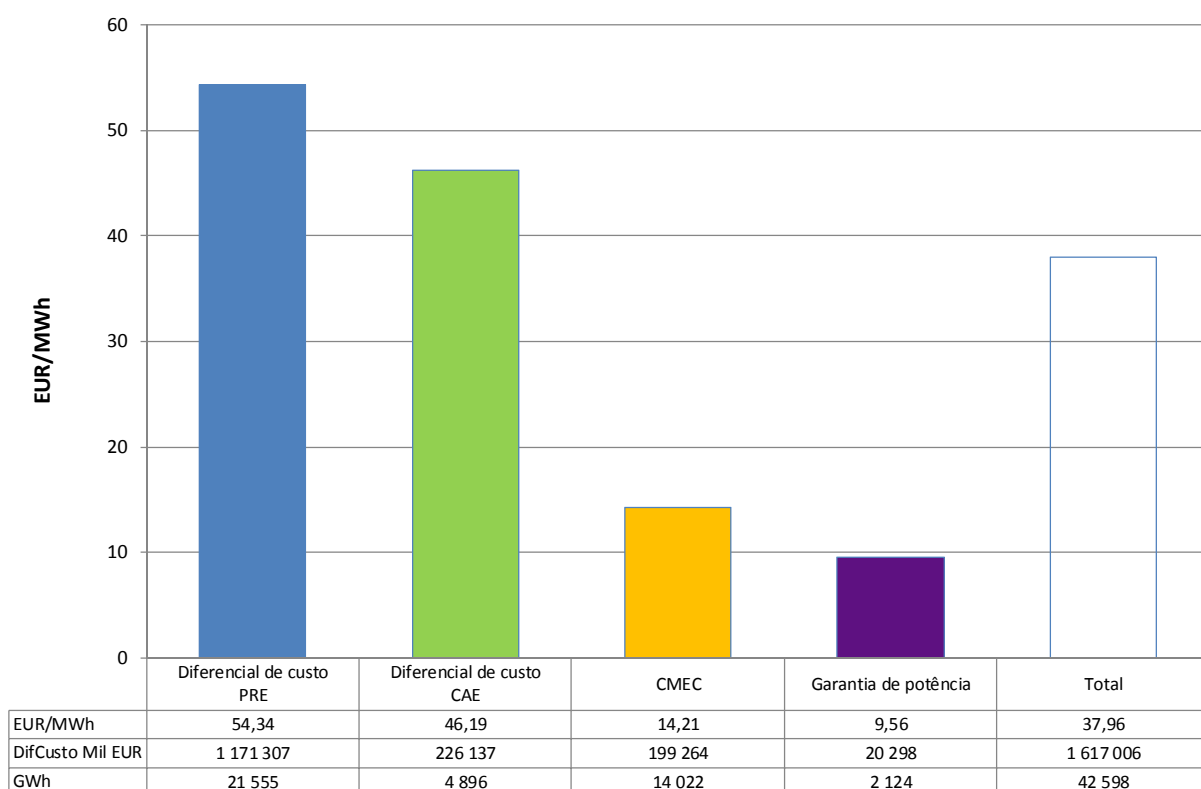
Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- 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;

²³ a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2016; b) Centrais com CMEC considerou-se a produção respeitante ao ano de 2016 constante no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007; c) Centrais com Incentivo à Garantia de Potência considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média dos últimos 3 anos.

- ii) As medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor, que têm impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos das transferências para o SEN de receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa;
- iii) O mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

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



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 2016.

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2016, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2016 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2014 (t-2) e 2015 (t-1). As quantidades consideradas neste exercício para determinar o valor unitário foram as produções da PRE implícitas no cálculo tarifário de 2016.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2016 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2014 (t-2) e 2015 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima

corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2016, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela soma das produções das duas centrais em causa que se preveem esse ano.

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2016, designadamente os custos com as parcelas fixa e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação. A produção considerada para o cálculo do sobrecusto unitário é a produção para 2016 das centrais abrangidas por este mecanismo, que foi prevista no cálculo do valor inicial dos CMEC realizado em 2007.

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, a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo é efetuada no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. Os montantes dos incentivos à garantia de potência repercutidos nas tarifas de 2016 são os apresentados no Quadro 3-9. Neste exercício, para efeito de cálculo do valor unitário, considerou-se que as centrais que receberão estes montantes terão em 2016 um fator de utilização da potência instalada correspondente à média verificada nos últimos 3 anos. Para os aproveitamentos hidroelétricos que entraram mais recentemente em exploração (Baixo Sabor (jusante) e Ribeiradio-Ermida) assumiu-se 1200h de utilização da potência instalada para efeito de cálculo do valor unitário do incentivo à garantia de potência apresentado na Figura 3-20.

Refira-se que a evolução destas rubricas de custos evidencia alguma interdependência. Enquanto a produção em regime especial tem garantia de compra pelo comercializador de último recurso (CUR) a um preço fixado administrativamente, a produção em regime ordinário é ofertada no mercado grossista, não sendo garantida a sua venda.

Adicionalmente, o excedente das aquisições de PRE pelo CUR, face às necessidades da sua carteira de clientes, é colocada no mercado grossista a preços que garantem a sua venda, podendo reduzir a procura em mercado que é satisfeita pelos produtores em regime ordinário e, simultaneamente, originando a redução dos preços no mercado.

Conclui-se assim que o aumento da produção em regime especial torna menos competitiva a energia dos produtores em regime ordinário e, conseqüentemente, tenderá a aumentar o sobrecusto unitário destes produtores.

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 2016, que ascende a 37,8 €/MWh.

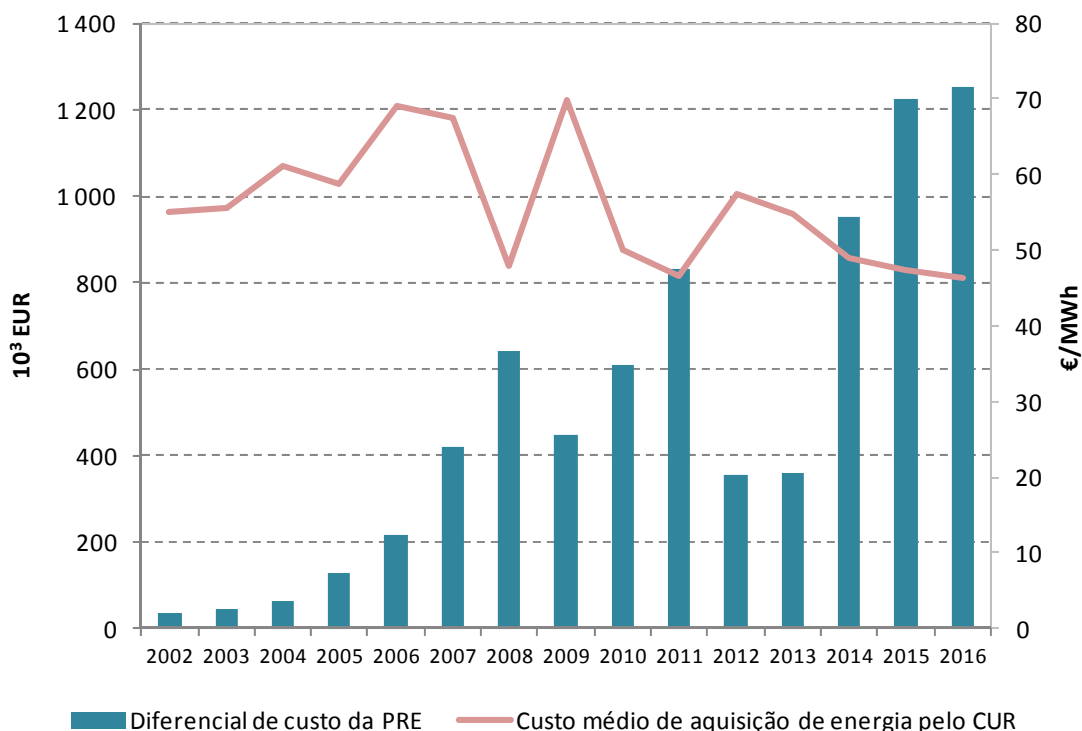
Esta análise mostra que grande parte da produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de 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 regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2016 este custo corresponda a 90,8 €/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 53,0 €/MWh, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 37,8 €/MWh.

3.3.12 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

Pela sua importância, 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 CUR coloca esta produção no mercado grossista²⁴. 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 2016, 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. No mesmo gráfico é apresentado o custo médio de aquisição do CUR, que é recuperado pela tarifa de Energia.

²⁴ 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.

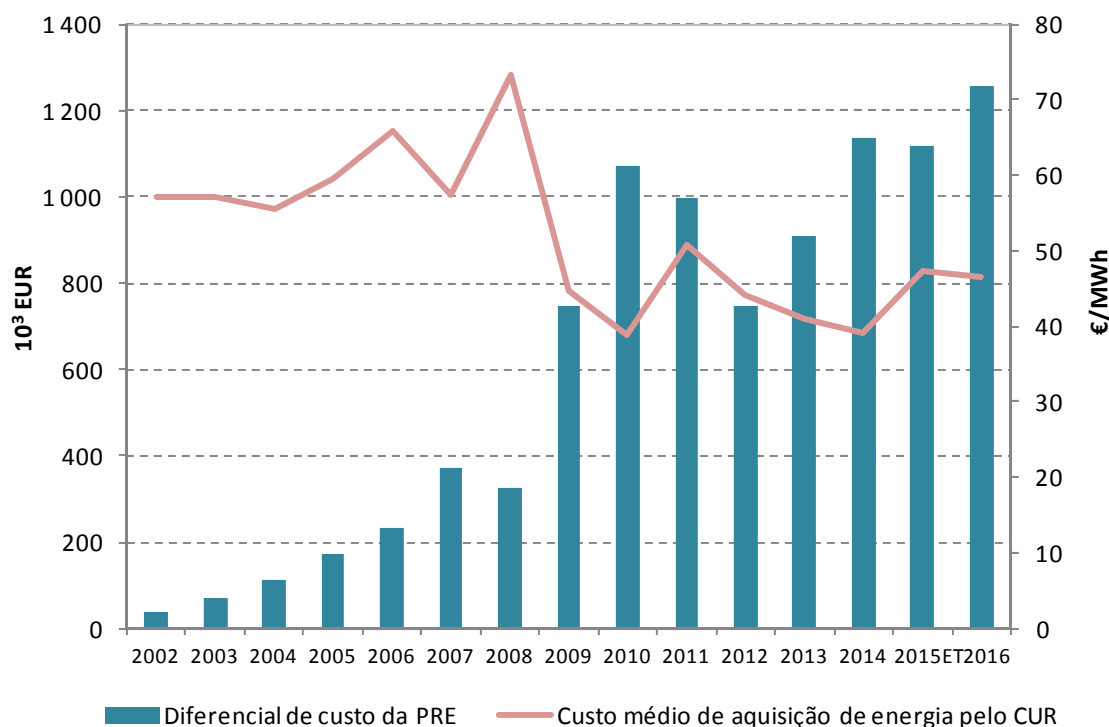
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo PRE (valores previstos recuperar pelas tarifas)

Tal como referido, 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 por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. 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 CO₂ e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. De 2013 para 2014, o acréscimo que se observa na Figura 3-21 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente das seguintes alterações:

- Diminuição da previsão dos montantes a deduzir ao sobrecusto, provenientes das receitas dos leilões de licenças de emissão de CO₂ que revertem para o SEN;
- Efeito dos ajustamentos de anos anteriores;
- Efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores.

De 2015 para 2016 o ligeiro acréscimo deve-se principalmente ao efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores.

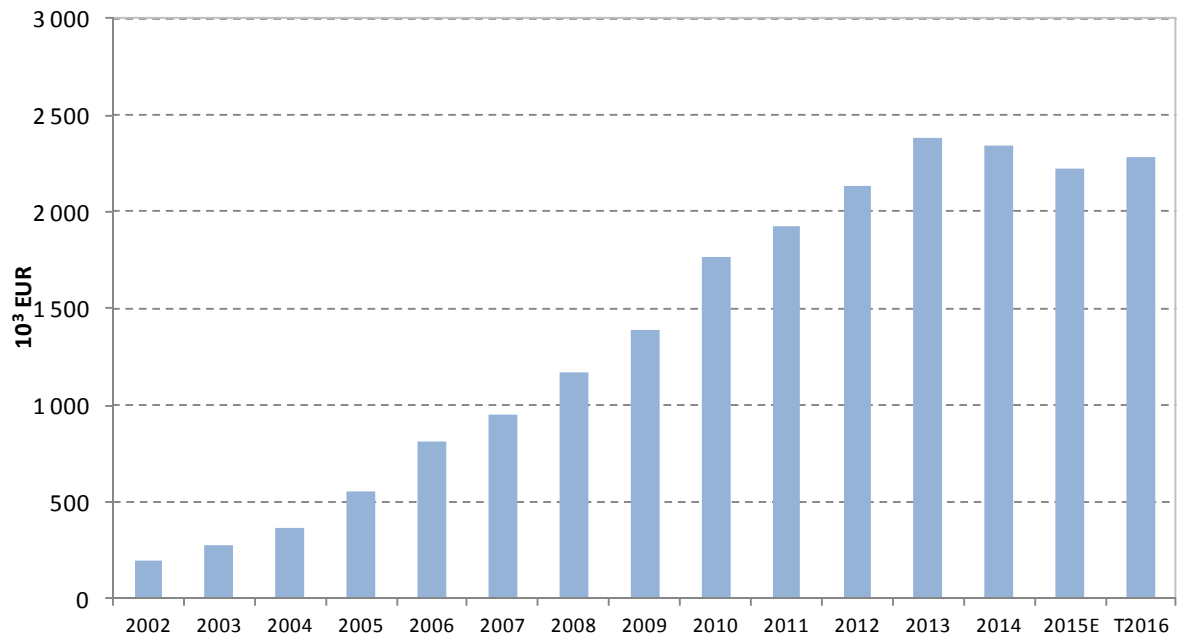
Na Figura 3-22 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação.

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

A diferença entre as duas figuras anteriores corresponde, maioritariamente, ao desvio entre a previsão e o valor ocorrido de quantidades e preços da PRE e 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 impacto 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 apresenta uma tendência crescente até 2013, conforme mostra a Figura 3-23. O custo total de 2014 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada. A estimativa para 2015, que tem por base valores ocorridos até agosto de 2015, assume índices de produtividade eólica e hídrica inferior aos de 2014.

Para 2016, prevê-se uma certa estabilização do custo total com a aquisição a produtores em regime especial

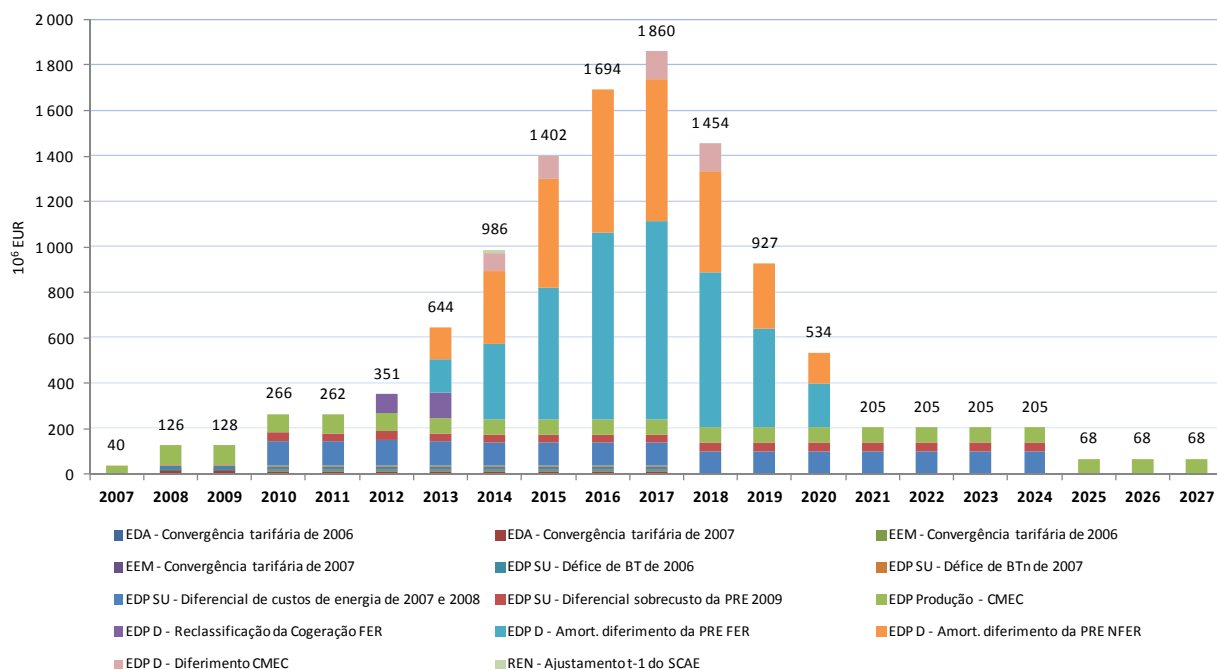
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial

3.3.13 PROVEITOS A RECUPERAR

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, designadamente:

- Défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro;
- Diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- 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.

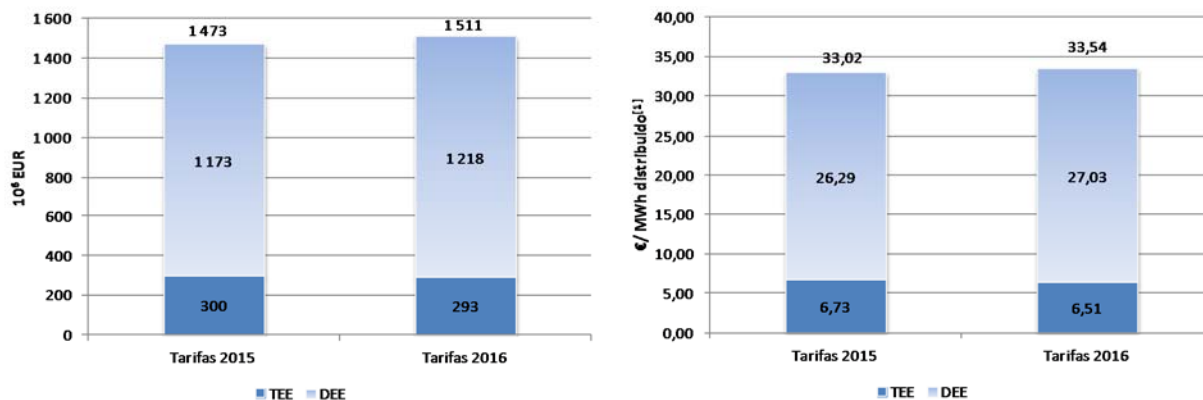
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar



3.4 PROVEITOS A RECUPERAR DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos a recuperar das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2016, apresentam um acréscimo de 2,6%, sendo que por unidade distribuída os custos previstos aumentam 1,6%.

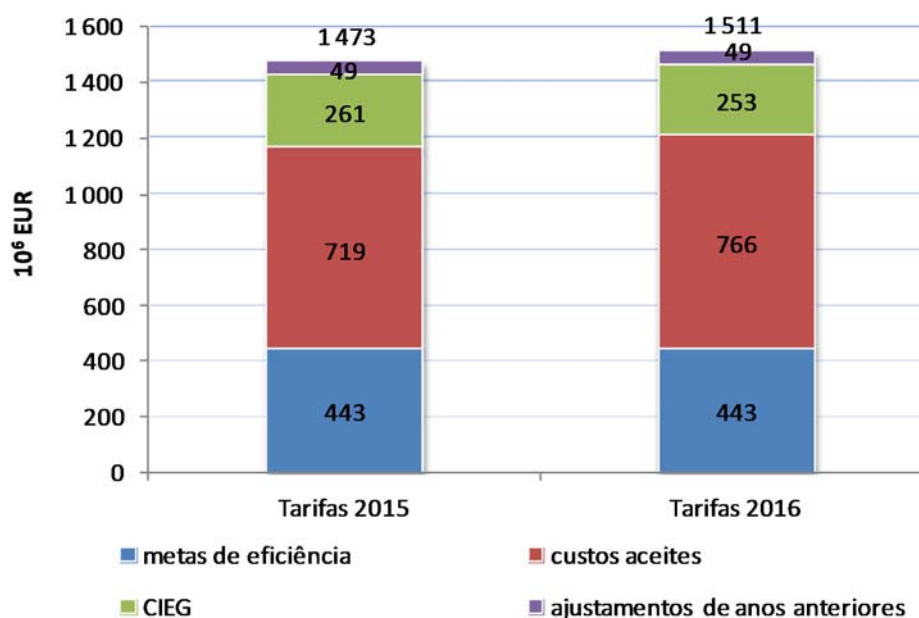
Figura 3-25 - Variação dos proveitos a recuperar das atividades de Transporte e Distribuição



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 a recuperar destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) sujeito a metas de eficiência impostas (inclui a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência; (iii) custos de interesse económico geral e (iv) e ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas atividades pode ser analisado na Figura 3-26.

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



Através da análise da figura verifica-se um aumento da base de custos não sujeitos a metas de eficiência. Com um peso significativo nestes custos estão os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica. Incluem-se também os custos com planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Refira-se que desde 2009 a base de ativos a remunerar na atividade de Transporte de Energia Elétrica incorpora a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência.

MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

O mecanismo de valorização dos novos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi publicado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro, o qual estabelece as

condições técnicas e financeiras que os investimentos transferidos para exploração após 1 de Janeiro de 2009 devem cumprir, para que sejam considerados eficientes. Para o período de regulação que se iniciou em 2015, o mecanismo de custos de referência foi revisto nos termos descritos no capítulo 2 do documento “Parâmetros de regulação para o período de 2015 a 2017”, de dezembro de 2015, tendo sido publicada a Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, que alterou o Despacho acima mencionado.

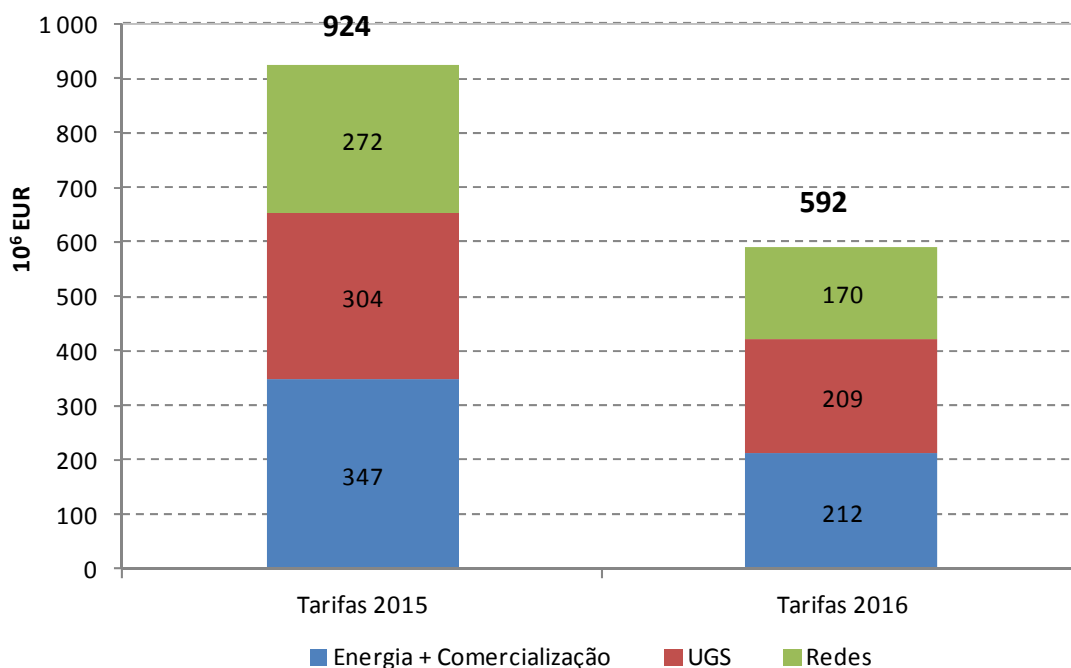
No cálculo de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica para 2016 foram incluídos os ajustamentos da aplicação deste mecanismo para os investimentos transferidos para exploração em 2014, tendo por base os valores de investimento reais e auditados, e ainda ao abrigo do Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro. No que respeita aos investimentos a transferir para exploração em 2015 e 2016 sujeitos à aplicação deste mecanismo, considerou-se a sua valorização com os custos de referência determinados pela ERSE, tendo por base a caracterização técnica dos investimentos disponibilizada pela REN e os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo, tendo em consideração a revisão do mesmo, estabelecida pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

A explicitação dos valores aceites no âmbito deste mecanismo para os anos de 2014, 2015 e 2016 encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016”, em anexo.

3.5 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 2015 para 2016.

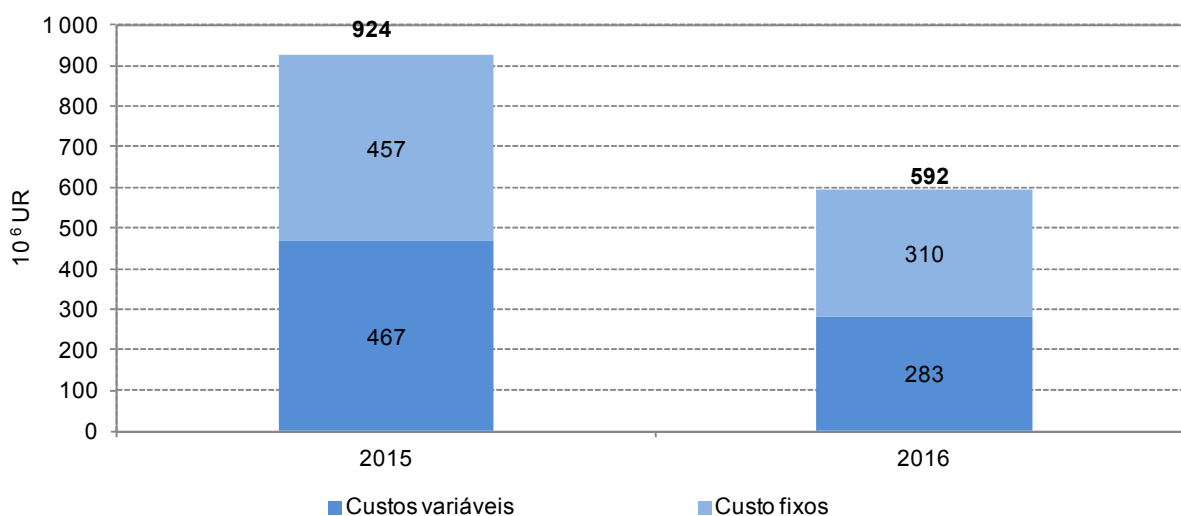
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais

A evolução do proveito unitário da 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.

Importa sublinhar que o aumento do proveito unitário decorre em grande medida da alteração da carteira de clientes do CUR, com o reforço dos clientes em BTN, com impacte direto, por exemplo, no proveito unitário das redes.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2015 e de 2016, 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



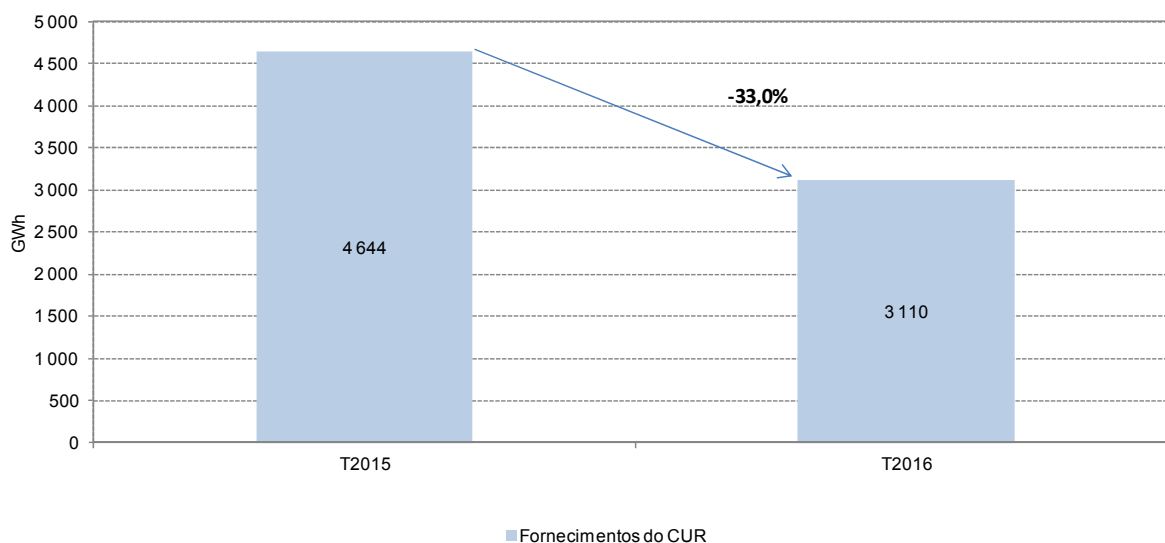
Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2014 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. 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, todos no âmbito dos fornecimentos do CUR, e ainda os ajustamentos referentes a 2014 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

Observa-se que na atual proposta tarifária para 2016, o peso dos custos fixos ultrapassou o peso dos custos variáveis no custo total desta atividade

A Figura 3-29 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2015 e nas tarifas para 2016.

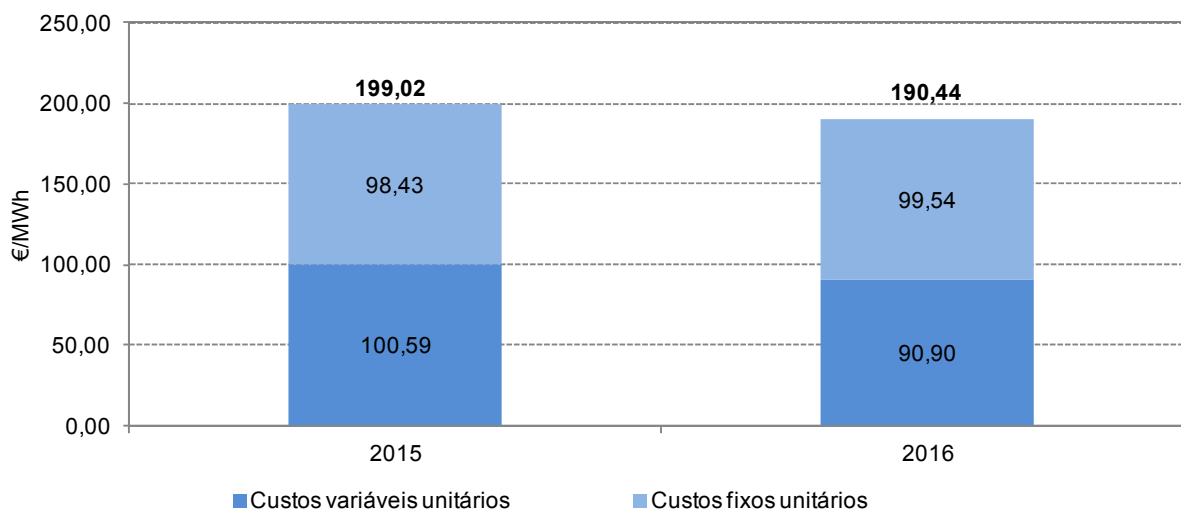
Figura 3-29 - Fornecimentos do CUR



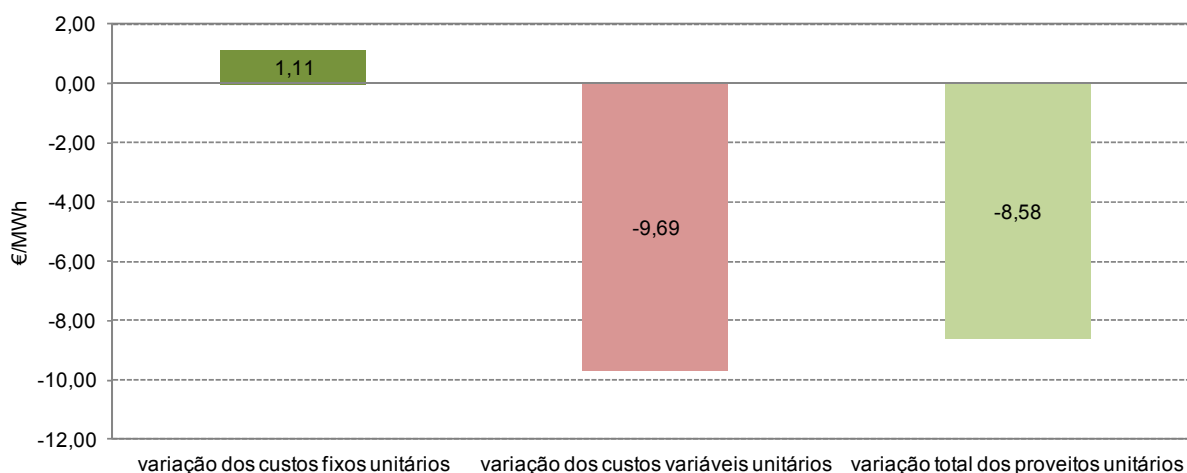
Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de 33%.

A Figura 3-30 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2015 e 2016, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-30 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O decréscimo dos proveitos unitários de 8,58€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (1,11€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (-9,69€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-31.

Figura 3-31 - Decomposição da variação nos proveitos unitários

3.6 ANÁLISES COMPLEMENTARES

As alterações legislativas ocorridas ao nível da extinção das tarifas reguladas e a complexidade cada vez mais notória das atividades reguladas conduzem à necessidade do regulador obter informação mais detalhada sobre as empresas reguladas e funcionamento dos mercados. Neste âmbito, a ERSE tem prosseguido com a realização de alguns trabalhos, nomeadamente as análises aos preços de transferência das empresas reguladas do setor elétrico, aos custos de Comercialização de energia elétrica e às aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

Estes trabalhos pretendem, lançar as bases para um conhecimento mais aprofundado sobre os temas em análise e encontram-se com maior detalhe no capítulo 5 do documento complementar “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016”, que acompanha o presente documento.

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

Desde 2013 que as operações intragrupo realizadas pelas empresas reguladas do setor elétrico têm sido objeto de monitorização contínua por parte da ERSE, nomeadamente através da análise aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT). Este carácter de continuidade levou a que, na recente revisão regulamentar do setor elétrico, tenha sido introduzido no RT o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega dos DFPT numa base anual, bem como informar à *priori* as empresas da necessidade de envio desta informação.

O DFPT consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo, sendo, desde 2002, uma

obrigação fiscal para todas as entidades que registem vendas e outros proveitos superiores a 3 milhões de euros, e que desenvolvam operações vinculadas (genericamente, operações intragrupo)²⁵.

Tendo por base a legislação nacional aplicável, as seguintes empresas reguladas do setor elétrico deverão possuir esta documentação atualizada: REN, SA, REN Trading, SA; EDP Distribuição, SA; EDP Serviço Universal, SA; EDA, SA e EEM, SA.

Com base na informação solicitada, a ERSE pretende analisar potenciais situações de subsídio cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, com maior impacto em anos de revisão regulamentar. A disponibilização desta informação tem ainda como objetivo:

- Dotar a ERSE de uma base documental sólida que suporte as decisões tomadas;
- Cruzar informação com a reportada nas contas reguladas enviadas pelas empresas;
- Aprofundar o conhecimento das rubricas que as compõem e;
- Harmonizar a aceitação de custos no seio das empresas reguladas (no que respeita à tipologia de rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

Conforme apresentado nos documentos “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico” e “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2015, as análises efetuadas à documentação de preços de transferência²⁶ conduziram a ajustamentos a incorporar na base de custos definida para o novo período regulatório. São caso disso a EDA e a EEM, para as atividades de AGS, DEE e CEE. Deste modo, e sendo a metodologia regulatória aplicada a estas atividades baseada em incentivos, o efeito destes ajustamentos está implícito nos proveitos permitidos destas empresas para os anos de 2015 a 2017.

Adicionalmente, revelou-se necessário aprofundar as análises realizadas no caso das empresas pertencentes aos grupos EDP e REN, tendo em conta o grau de complexidade das suas estruturas organizativas. Neste sentido, encontram-se em curso auditorias que visam analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente na esfera de atuação destes dois grupos económicos.

Complementarmente, encontra-se em curso a análise à documentação de preços de transferência referente ao ano de 2014 das empresas que não estão a ser objeto de auditoria.

²⁵ O regime português de preços de transferência preconiza as regras mencionadas, sendo composto pelo artigo 63.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas, em conjunto com a Portaria nº1446 - C/2001, de 21 de dezembro.

²⁶ Com referência ao ano fiscal de 2013, último ano disponível à data.

CUSTOS DE REFERÊNCIA DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir anualmente custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme o número 9 do mesmo artigo.

Visando dar cumprimento ao quadro legal, a ERSE definiu, através de um estudo pioneiro, que consta do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014, valores de referência para os custos da atividade de comercialização, que permitam internalizar um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte justificam diferentes níveis de custos de exploração afetos à prossecução da sua atividade.

Na medida em que este estudo foi coincidente com um novo período regulatório na eletricidade, e a sua realização visou, para além do cumprimento do quadro legal, apoiar de forma sustentada a definição do OPEX dos comercializadores de energia elétrica regulados, no presente ano foi atualizado o referido estudo, tendo por base a metodologia definida o ano passado, cumprindo, paralelamente, com o disposto no artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Deste modo, foram efetuados os seguintes exercícios:

- Atualização da amostra das empresas comercializadoras de energia;
- Atualização das matrizes de custos médios que servem de referência aos comercializadores de energia elétrica e de gás natural (*utilities*) e comercializadores de energia elétrica, tendo por base a metodologia definida o ano passado.

Relativamente à atualização da amostra, a mesma apresenta-se, para o presente ano, mais robusta face à considerada o ano passado, quer em termos de dimensão (aumento do número de empresas envolvidas e acréscimo do ano de 2014 para análise), quer pela melhoria da qualidade da informação objeto de análise.

Como conclusões genéricas à atualização das duas matrizes, importa referir o seguinte:

- Verifica-se uma aproximação dos níveis de eficiência subjacentes a cada uma das matrizes, o que poderá evidenciar, o progressivo amadurecimento das empresas a atuar no segmento liberalizado, e/ou das empresas que desenvolvem a sua atividade em ambos os mercados (eletricidade e gás natural).
- Pelo facto do presente estudo se centrar na análise da eficiência com retornos variáveis à escala, algumas empresas podem apresentar custos maiores/menores apesar de serem mais/menos eficientes, pelo que as fronteiras de custo podem não revelar uma tendência crescente. A atualização dos resultados das matrizes mostra este comportamento, o que evidencia que a

dimensão das empresas poderá, tal como expectável, ser um dos fatores determinante na eficiência das empresas.

Qualquer conclusão obtida pelo exercício comparativo entre os resultados obtidos este ano e os obtidos o ano passado não deverá descurar as melhorias registadas ao nível da informação considerada este ano no estudo.

Esta análise encontra-se detalhada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2016.

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2016

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				
<i>Tarifa de uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores</i>	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
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT</i>	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)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</i>	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)

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Tarifas para a energia elétrica em 2016

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	definida nos termos do Artigo 23.º do Regulamento Tarifário
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT</i>	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)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</i>	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)
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT</i>	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)
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 E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Tarifas para a energia elétrica em 2016

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Comercialização					
<i>Tarifa de Comercialização em AT e MT</i>	CNT	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)
<i>Tarifa de Comercialização em BTE</i>	CBTE	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)
<i>Tarifa de Comercialização em BTN</i>	CBTN	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)
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 nas Secções VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas
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 na Secção V do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental

4.2 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 23.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.

4.2.1 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 4-2 e no Quadro 4-3 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2016.

Quadro 4-2 - 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	0,0030
	Horas cheias	0,0030
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0030

Quadro 4-3 - 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	0,0057
	Horas cheias	0,0057
	Horas de vazio normal	0,0057
	Horas de super vazio	0,0057

No Quadro 4-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2016, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 4-4 - 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	0,0087
	Horas cheias	0,0087
	Horas de vazio normal	0,0087
	Horas de super vazio	0,0087

4.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

4.2.2.1 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 4-5 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 2016.

Quadro 4-5 - 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	0,5455
	Horas de vazio	0,4258

4.2.2.2 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 2016 proporcionam os proveitos permitidos em 2016, de acordo com o estabelecido no Artigo 140.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-6 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2016 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016”.

Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2016

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0755	0,6793
AT	0,1446	1,3016

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 respectivos 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 2016.

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	1,295
	Contratada	0,144
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	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

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	2,533
	Contratada	0,281
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	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

4.3 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.

4.3.1 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 4.2.1). 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 4-9.

Quadro 4-9 - 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	0,0031
	Horas cheias	0,0031
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0031

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 4-10.

Quadro 4-10 - 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	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030
AT	4	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031
MT	4	0,0033	0,0032	0,0032	0,0032
BTE	4	0,0036	0,0035	0,0034	0,0033
BTN>	3	0,0036	0,0035	0,0034	
BTN< tri-horárias	3	0,0036	0,0035	0,0034	
BTN bi-horárias	2	0,0035		0,0034	
BTN simples	1	0,0035			

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 sustentabilidade²⁷, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável²⁸, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. É também estabelecida a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os contratos de aquisição de energia (CAE), por nível de tensão ou tipo de fornecimento através da definição explícita de valores percentuais.

²⁷ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

²⁸ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual). Adicionalmente, a mais recente alteração à Portaria n.º 332/2012 determina que os sobrecustos com a PRE renovável, os sobrecustos com a PRE não renovável, os sobrecustos com os CAE, os encargos com a garantia de potência, os custos diferidos de anos anteriores a repercutir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade do sistema, os custos com os terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC, podem ser também distribuídos por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à potência contratada. Nos termos desta alteração, o membro do Governo responsável pela área de energia veio determinar, através do Despacho n.º 11566-A/2015, que 30% do sobrecusto CAE seja distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada.

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação dos CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação para os preços de energia de ponta e para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Adicionalmente importa considerar os montantes alocados ao Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, deduzidos ao montante a recuperar pela tarifa de uso global do sistema do Operador da Rede de Transporte relativo ao sobrecusto com os CAE. O valor de sobrecusto com os CAE apresentado encontra-se deduzido dos referidos montantes.

No quadro 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 4-11 - 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	2,4	3,4	6,5	599,2	611,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	30,9	101,3	205,8	47,3	28,4	229,1	643,0
Sobrecusto dos CAE	-1,4	6,0	88,9	39,0	15,0	28,6	176,1
CMEC	3,1	6,3	25,6	8,4	9,6	146,3	199,3
Garantia de potência	1,0	3,2	6,5	1,5	0,9	7,2	20,3
Sobrecusto RAAs	-1,5	2,8	53,1	23,8	8,1	-6,6	79,7
Défice 2009	6,6	21,5	43,6	10,0	6,0	48,5	136,2
Ajust. de aquisição de energia	-0,6	-1,8	-3,7	-0,8	-0,5	-4,1	-11,5
Diferencial extinção TVCF	0,6	2,1	4,2	1,0	0,6	4,7	13,2
Sobreprovento	-0,2	-0,7	-1,4	-0,3	-0,2	-1,5	-4,3
Terrenos	0,6	2,0	4,1	0,9	0,6	4,6	12,9
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	39,2	142,8	429,3	134,2	74,9	1.056,1	1.876,4

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

Quadro 4-12 - 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)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,23	0,20	0,10	1,40	1,21	0,52	8,18	3,07	0,81	75,84	40,05	20,21
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	20,49	17,33	10,94	20,24	17,21	10,14	19,87	17,01	8,15	19,40	16,77	7,19	35,81	13,46	3,54	29,00	15,31	7,73
Sobrecusto dos CAE	-1,49	-1,26	-0,80	0,87	0,74	0,44	7,93	6,79	3,25	15,07	13,03	5,58	15,73	5,91	1,56	-1,30	-0,68	-0,35
Garantia de potência	0,65	0,55	0,35	0,64	0,54	0,32	0,63	0,54	0,26	0,61	0,53	0,23	1,13	0,42	0,11	0,92	0,48	0,24
Sobrecusto RAAs	-0,97	-0,82	-0,52	0,56	0,48	0,28	5,12	4,39	2,10	9,74	8,42	3,61	10,17	3,82	1,01	-0,84	-0,44	-0,22
Déficit 2009	4,34	3,67	2,32	4,29	3,64	2,15	4,21	3,60	1,73	4,11	3,55	1,52	7,58	2,85	0,75	6,14	3,24	1,64
Ajust. de aquisição de energia	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25	-0,25
Diferencial extinção TVCF	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sobreprovento	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09	-0,09
Terrenos	0,41	0,35	0,22	0,40	0,34	0,20	0,40	0,34	0,16	0,39	0,34	0,14	0,72	0,27	0,07	0,58	0,31	0,15
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

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Sobrecusto dos CAE	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

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 4-13.

Quadro 4-13 - 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	0,452	0,0244	0,0208	0,0135	0,0135
AT	4	0,452	0,0280	0,0239	0,0145	0,0145
MT	4	0,452	0,0394	0,0339	0,0167	0,0167
BTE	4	0,452	0,0525	0,0456	0,0206	0,0205
BTN>	3	0,452	0,0814	0,0319	0,0098	
BTN< tri-horárias	3	0,452	0,1135	0,0609	0,0317	
BTN bi-horárias	2	0,452	0,0729		0,0317	
BTN simples	1	0,452	0,0569			

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 4-14.

Quadro 4-14 - 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	0,452	0,0274	0,0238	0,0165	0,0165
AT	4	0,452	0,0311	0,0270	0,0176	0,0176
MT	4	0,452	0,0427	0,0371	0,0199	0,0199
BTE	4	0,452	0,0561	0,0491	0,0240	0,0238
BTN>	3	0,452	0,0850	0,0354	0,0132	
BTN< tri-horárias	3	0,452	0,1171	0,0644	0,0351	
BTN bi-horárias	2	0,452	0,0764		0,0351	
BTN simples	1	0,452	0,0604			

No Quadro 4-15 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada relativo aos CMEC da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-14.

Quadro 4-15 - Desagregação do preço da potência contratada relativo aos CMEC 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		Correcção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			Revisib	
MAT	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
AT	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
MT	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
BTE	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
BTN>	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
BTN< tri-horárias	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
BTN bi-horárias	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019
BTN simples	0,121	0,000	0,082	0,002	0,151	0,000	-0,018	0,019

No Quadro 4-16 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 2016, 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 4-16 – Valor associado à recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{Cieg,t}$), em 2016

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{Cieg,2016}$ (€/kW)/mês
AT	2,783
MT	3,521
BTE	4,525
BTN > 20,7 kVA	4,010
BTN ≤ 20,7 kVA	7,390

4.3.2 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 4.2.2.2 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 4-17 e no Quadro 4-18.

Quadro 4-17 - 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	1,295
	Contratada	0,144
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	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0255
	Capacitiva	0,0191

Quadro 4-18 - 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	2,481
	Contratada	0,276
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	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	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 4-19.

Quadro 4-19 - 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	2,869	0,0010	0,0008	0,0007	0,0005	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,005	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTE	4	3,296	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006
BTN>	3	-	0,0403	0,0009	0,0007		0,0403	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0404	0,0009	0,0007		0,0404	0,0009	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0099		0,0007		0,0099		0,0007	
BTN simples	1	-	0,0063				0,0063			

4.3.3 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 2016 proporcionam os proventos permitidos em 2016, de acordo com o estabelecido no Artigo 142.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.

No Quadro 4-20 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2016 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016”.

Quadro 4-20 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2016

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,1253	1,4580
MT	1,1548	6,8863
BT	0,6581	8,6313

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 respectivos 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	0,663
	Contratada	0,057
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	0,0003
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	0,0255
	Capacitiva	0,0191

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	3,129
	Contratada	0,525
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	0,0009
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0277
	Capacitiva	0,0208

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	9,442
	Contratada	0,720
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0015
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0051
	Horas cheias	0,0042
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0016
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0331
	Capacitiva	0,0252

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)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				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	0,663	0,057	0,0009	0,0007	0,0005	0,0003	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0255	0,0191
MT	4	0,768	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0003	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,842	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0110	0,0008	0,0005		0,0110	0,0008	0,0005		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0111	0,0008	0,0005		0,0111	0,0008	0,0005		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0032		0,0005		0,0032		0,0005		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0021				0,0021				-	-

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)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				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		
MT	4	3,129	0,525	0,0026	0,0021	0,0014	0,0009	0,0025	0,0020	0,0013	0,0010	0,0277	0,0208
BTE	4	4,148	-	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0522	0,0022	0,0013		0,0522	0,0022	0,0013		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0524	0,0023	0,0013		0,0524	0,0023	0,0013		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0136		0,0013		0,0136		0,0013		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0089				0,0089				-	-

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)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	9,442	0,720	0,0053	0,0043	0,0030	0,0015	0,0331	0,0252
BTN>	3	-	0,720	0,0353	0,0343	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,720	0,0315	0,0305	0,0027		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,720	0,0308		0,0027		-	-
BTN simples	2	-	0,720	0,0199				-	-

4.4 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.

4.4.1 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 2016 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 estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016”, em anexo ao presente documento.

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	0,0674
	Horas cheias	0,0614
	Horas de vazio normal	0,0494
	Horas de super vazio	0,0386
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0626
	Horas cheias	0,0579
	Horas de vazio normal	0,0477
	Horas de super vazio	0,0428

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	0,0685	0,0623	0,0500	0,0390	0,0637	0,0587	0,0483	0,0432
MT	4	0,0717	0,0649	0,0517	0,0401	0,0667	0,0612	0,0499	0,0444
BTE	4	0,0761	0,0685	0,0545	0,0442	0,0761	0,0685	0,0545	0,0442
BTN>	3	0,0765	0,0685	0,0514		0,0765	0,0685	0,0514	
BTN< tri-horárias	3	0,0772	0,0689	0,0519		0,0772	0,0689	0,0519	
BTN bi-horárias	2	0,0708		0,0519		0,0708		0,0519	
BTN simples	1		0,0634				0,0634		

4.4.2 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 estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016” em anexo ao presente documento.

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) *	
	7,06	0,23160	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0010		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	13,51	0,44310	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0014		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	0,53	0,01750	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0030		

* RRC art. 119.º, n.º 5

4.5 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 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 2016.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2016

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1,295	0,0425
	Contratada	0,596	0,0195
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0244	
	Horas de vazio normal	0,0170	
	Horas de super vazio	0,0169	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0244	
	Horas de vazio normal	0,0170	
	Horas de super vazio	0,0169	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3,532	0,1158
	Contratada	0,509	0,0167
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0330	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0184	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0328	
	Horas cheias	0,0285	
	Horas de vazio normal	0,0188	
	Horas de super vazio	0,0186	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	6,902	0,2263
	Contratada	0,977	0,0320
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0473	
	Horas cheias	0,0409	
	Horas de vazio normal	0,0225	
	Horas de super vazio	0,0217	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0470	
	Horas cheias	0,0406	
	Horas de vazio normal	0,0224	
	Horas de super vazio	0,0219	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0277	
	Capacitiva	0,0208	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Tarifas para a energia elétrica em 2016

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	17,728	0,5812
	Contratada	1,172	0,0384
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0663	
	Horas cheias	0,0573	
	Horas de vazio normal	0,0298	
	Horas de super vazio	0,0273	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0331	
	Capacitiva	0,0252	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	27,6	32,35	1,0606
	34,5	40,43	1,3257
	41,4	48,52	1,5908
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2238	
	Horas cheias	0,0736	
	Horas de vazio	0,0183	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	1,35	0,0442
	2,3	2,70	0,0884
	3,45	4,04	0,1326
	4,6	5,39	0,1768
	5,75	6,74	0,2210
	6,9	8,09	0,2651
	10,35	12,13	0,3977
	13,8	16,17	0,5303
	17,25	20,22	0,6629
	20,7	24,26	0,7954
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0976	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1339	
	Horas de vazio	0,0403	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2525	
	Hora cheia	0,0989	
	Hora vazio	0,0403	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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 2016, 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 2016

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	71%
AT	65%
MT	56%
BTE	55%
BTN > 20,7 kVA	51%
BTN ≤ 20,7 kVA	63%

4.6 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 UVE. Visando promover o desenvolvimento eficiente da rede de mobilidade elétrica opta-se por passar a publicar preços com diferenciação horária.

As quantidades associadas à energia entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos Pontos de Carregamento da rede de mobilidade elétrica. Os tipos de fornecimento a aplicar e identificados no quadro seguinte dependerão do nível de tensão e da potência de cada UVE.

Quadro 4-32 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE a vigorarem em 2016

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
MT	Horas de ponta	0,1404
	Horas de cheias	0,0483
	Horas de vazio normal	0,0225
	Horas de super vazio	0,0218
BTE	Horas de ponta	0,2461
	Horas de cheias	0,0693
	Horas de vazio normal	0,0298
	Horas de super vazio	0,0273
BTN >	Horas de ponta	0,2471
	Horas de cheias	0,0969
	Horas de vazio	0,0183
BTN <	Horas de ponta	0,2723
	Horas de cheias	0,1187
	Horas de vazio	0,0403

4.7 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 Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, no sentido de reformular a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em baixa tensão normal. Posteriormente, veio a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estabelecer que o referido período de aplicação das tarifas transitórias termina a 31 de dezembro de 2017.

As tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação

de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de Outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações. Por sua vez, o Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, publicado na 2.ª Série do Diário da República de 15 de outubro, estabeleceu o período de aplicação da tarifa transitória por seis meses e o parâmetro que traduz a variação, em €/MWh, do fator de agravamento.

No Quadro 4-33 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2016, determinados com base nos valores do parâmetro $\gamma_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e Ce_p , adaptando ao setor elétrico o Artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015.

Quadro 4-33 - Fatores de agravamento a partir de 1 de janeiro de 2016

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	Ce_p	$Te'_{i,p-1}-Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
AT	73,68	54,53	19,15	1,06	20,21
MT	76,46	58,48	17,98	0,81	18,79
BTE	79,12	64,46	14,66	-3,72	10,94
BTN	69,69	63,25	6,44	-6,44	0,00

$Te'_{(i,p-1)}$ 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, BTE e BTN) 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 2015 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, BTE e BTN) 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, líquida de qualquer fator de agravamento.

A variável $\gamma_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2016, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. Em concreto o Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, publicado na 2.ª Série do Diário da República de 15 de outubro.

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 2016, 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 de janeiro de 2016. As tarifas transitórias em MAT encontram-se extintas, dado já não existirem fornecimentos do Comercializador de Último Recurso, neste nível de tensão.

Quadro 4-34 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2016

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		73,93	2,4238
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,378	0,2091
	Contratada	0,870	0,0285
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,181	0,2027
	Contratada	0,719	0,0236
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,528	0,4108
	Contratada	0,509	0,0167
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1206
		Horas cheias	0,0972
		Horas de vazio normal	0,0740
		Horas de super vazio	0,0622
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1196
		Horas cheias	0,0997
		Horas de vazio normal	0,0761
		Horas de super vazio	0,0696
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1329
		Horas cheias	0,0994
		Horas de vazio normal	0,0746
		Horas de super vazio	0,0645
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1340
		Horas cheias	0,1026
		Horas de vazio normal	0,0779
		Horas de super vazio	0,0696
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1553
		Horas cheias	0,1136
		Horas de vazio normal	0,0751
		Horas de super vazio	0,0661
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1548
		Horas cheias	0,1133
		Horas de vazio normal	0,0779
		Horas de super vazio	0,0709
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Tarifas para a energia elétrica em 2016

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		47,33	1,5520
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,157	0,3330
	Contratada	1,552	0,0509
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,236	0,3356
	Contratada	1,461	0,0479
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,030	0,4928
	Contratada	0,624	0,0204
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1368
		Horas cheias	0,1074
		Horas de vazio normal	0,0757
		Horas de super vazio	0,0646
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1397
		Horas cheias	0,1096
		Horas de vazio normal	0,0784
		Horas de super vazio	0,0720
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1429
		Horas cheias	0,1108
		Horas de vazio normal	0,0770
		Horas de super vazio	0,0657
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1487
		Horas cheias	0,1108
		Horas de vazio normal	0,0808
		Horas de super vazio	0,0720
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2139
		Horas cheias	0,1192
		Horas de vazio normal	0,0810
		Horas de super vazio	0,0721
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2135
		Horas cheias	0,1191
		Horas de vazio normal	0,0815
		Horas de super vazio	0,0758
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0277
		Capacitiva	0,0208

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		25,90	0,8492
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,491	0,5079
	Contratada	0,675	0,0221
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,575	0,7074
	Contratada	1,521	0,0499
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2192
		Horas cheias	0,1296
		Horas vazio normal	0,0903
		Horas super vazio	0,0793
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1581
		Horas cheias	0,1251
		Horas vazio normal	0,0834
		Horas super vazio	0,0733
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0331
		Capacitiva	0,0252

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Tarifas para a energia elétrica em 2016

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	43,88	1,4386	
	34,5	54,68	1,7929	
	41,4	65,49	2,1472	
Tarifa de longas utilizações	27,6	135,20	4,4327	
	34,5	168,91	5,5379	
	41,4	202,61	6,6428	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3095		
	Horas cheias	0,1546		
	Horas de vazio	0,0866		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2279		
	Horas cheias	0,1318		
	Horas de vazio	0,0799		

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	4,83	0,1584	
	4,6	6,28	0,2058	
	5,75	7,72	0,2531	
	6,9	9,16	0,3003	
	10,35	13,48	0,4419	
	13,8	17,80	0,5835	
	17,25	22,12	0,7251	
	20,7	26,44	0,8668	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1634		
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1641		
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1909		
	Horas de vazio	0,1002		
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1947		
	Horas de vazio	0,1010		
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2169		
	Horas de cheias	0,1716		
	Horas de vazio	0,1002		
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2208		
	Horas de cheias	0,1747		
	Horas de vazio	0,1010		

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
Tarifa simples	1,15	2,54	0,0832	
	2,3	4,46	0,1461	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1408		

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	28,90	0,9475
	34,5	36,12	1,1843
	41,4	43,33	1,4207
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3083	
	Horas cheias	0,1618	
	Horas de vazio	0,0857	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS		
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
Tarifa simples	3,45	2,16	0,0707	
	4,6	3,03	0,0992	
	5,75	3,90	0,1278	
	6,9	4,77	0,1563	
	10,35	7,20	0,2360	
	13,8	9,68	0,3175	
	17,25	12,10	0,3968	
	20,7	14,64	0,4800	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,73	0,1551
		4,6	6,02	0,1974
5,75		7,27	0,2384	
6,9		8,62	0,2826	
10,35		11,41	0,3740	
13,8		13,89	0,4554	
17,25		16,31	0,5348	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1785		
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1819		
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2048		
	Horas de vazio	0,0996		
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2054		
	Horas de vazio	0,0996		
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,3316		
	Horas de cheias	0,1734		
	Horas de vazio	0,0996		
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3316		
	Horas de cheias	0,1756		
	Horas de vazio	0,0996		

* RRC art. 119.º, n.º 5

4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

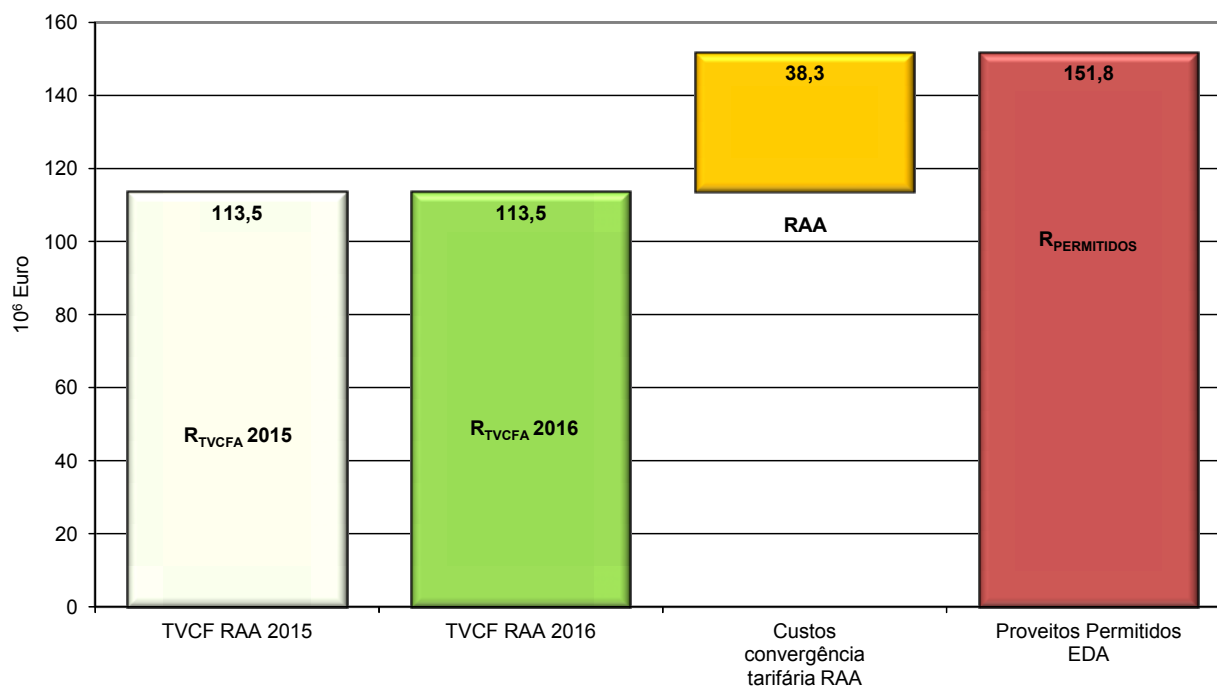
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2016 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2016 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 2016 da RAA



RTVCFA 2015 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2015

RTVCFA 2016 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2016

RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EDA em 2016

A aplicação em 2016 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2015 proporcionaria 113,5 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 113,5 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.

4.8.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2016

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2016, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-35 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2016

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		28,84	0,9456
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	9,300	0,3049
	Contratada	1,238	0,0406
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1247	
	Horas cheias	0,1040	
	Horas de vazio normal	0,0712	
	Horas de super vazio	0,0610	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1244	
	Horas cheias	0,1050	
	Horas de vazio normal	0,0737	
	Horas de super vazio	0,0685	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0254	
	Capacitiva	0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,93	0,2272
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	20,307	0,6658
	Contratada	1,209	0,0396
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1421	
	Horas cheias	0,1225	
	Horas de vazio normal	0,0802	
	Horas de super vazio	0,0721	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0304	
	Capacitiva	0,0227	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	39,44	1,2930
	34,5	49,17	1,6122
	41,4	58,91	1,9314
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3030	
	Horas cheias	0,1496	
	Horas de vazio	0,0810	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	4,84	0,1587
	4,6	6,31	0,2068
	5,75	7,69	0,2522
	6,9	9,13	0,2995
	10,35	13,40	0,4395
	13,8	17,67	0,5794
	17,25	21,89	0,7176
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	26,37	0,8647
	3,45	4,99	0,1638
	4,6	6,52	0,2138
	5,75	7,84	0,2571
	6,9	9,33	0,3058
	10,35	13,66	0,4478
	13,8	17,99	0,5898
17,25	22,32	0,7319	
20,7	26,37	0,8647	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1632	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
	Horas de vazio	0,0986	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2161	
	Horas cheias	0,1646	
	Horas de vazio	0,0986	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	2,06	0,0674
	2,3	3,70	0,1212
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1511	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
	Horas de vazio	0,0986	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2161	
	Hora cheia	0,1646	
	Hora vazio	0,0986	

* RRC art. 119.º, n.º 5

4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

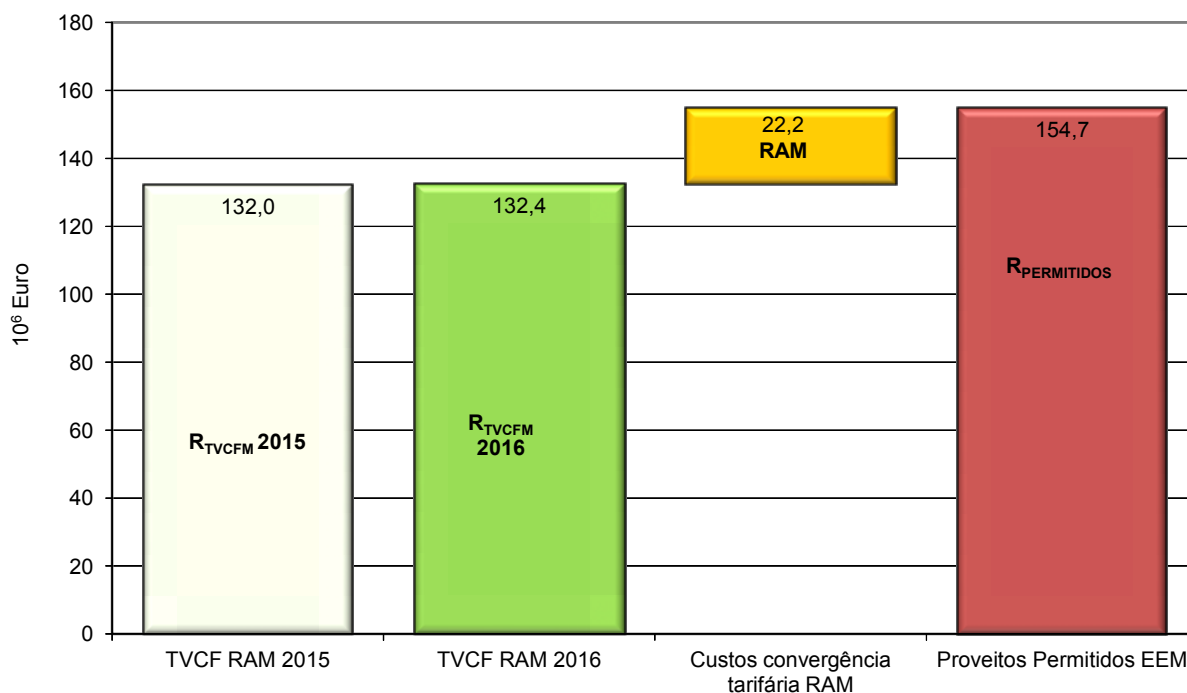
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2016 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2016”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2016 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 2016 da RAM



RTVCFM 2015 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2015

RTVCFM 2016 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2016

RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EEM em 2016

A aplicação em 2016 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2015 proporcionaria 132 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 132,4 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.

4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2016

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2016, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-36 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2016

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		19,58	0,6420
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	9,116	0,2989
	Contratada	1,205	0,0395
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1220	
	Horas cheias	0,1020	
	Horas vazio normal	0,0703	
	Horas super vazio	0,0596	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1197	
	Horas cheias	0,1030	
	Horas vazio normal	0,0730	
	Horas super vazio	0,0676	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0253	
	Capacitiva	0,0188	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		8,64	0,2832
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	20,457	0,6707
	Contratada	1,187	0,0389
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1437	
	Horas cheias	0,1229	
	Horas vazio normal	0,0807	
	Horas super vazio	0,0723	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0303	
	Capacitiva	0,0230	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	32,61	1,0693
	34,5	39,95	1,3099
	41,4	47,28	1,5501
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3057	
	Horas cheias	0,1472	
	Horas de vazio	0,0742	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	4,81	0,1576
	4,6	6,25	0,2051
	5,75	7,64	0,2505
	6,9	9,07	0,2974
	10,35	13,36	0,4381
	13,8	17,61	0,5774
	17,25	21,86	0,7168
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,90	0,1608
	4,6	6,40	0,2097
	5,75	7,73	0,2534
	6,9	9,19	0,3013
	10,35	13,52	0,4434
	13,8	17,85	0,5852
	17,25	22,19	0,7275
20,7	26,53	0,8699	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1622	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1858	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2112	
	Horas cheia	0,1691	
	Horas vazio	0,0979	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	1,96	0,0642
	2,3	3,47	0,1138
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1477	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1858	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2112	
	Hora cheia	0,1691	
	Hora vazio	0,0979	

* RRC art. 119.º, n.º 5

4.10 TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, estabeleceu o regime da tarifa social de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. O referido decreto-lei estabelece a aplicação de tarifas sociais de acesso às redes e de tarifas sociais de venda a clientes finais. No âmbito do processo de liberalização do setor energético e de proteção dos consumidores, garantiu-se assim o acesso a todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia elétrica, independentemente do seu comercializador de energia.

O Decreto-Lei n.º 174/2014, de 14 de novembro, alterou o regime da tarifa social de eletricidade aprovado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, visando alargar a base de aplicação da tarifa social e criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários fosse superior.

Conforme apresentado no Quadro 4-37, o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social aumentou significativamente em 2015, ascendendo no final do terceiro trimestre de 2015 a cerca de 85 mil clientes.

Quadro 4-37 – Evolução clientes beneficiários da tarifa social de energia elétrica

	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	Variação trimestral T3_15/T4_14		Variação trimestral T3_15/T2_15	
Mercado Regulado	28253	24951	23066	21747	-6506	-23%	-1319	-6%
Mercado Livre	17458	23700	37037	62959	45501	261%	25922	70%
Total	45711	48651	60103	84707	38996	85,3%	24604	41%

No Quadro 4-38 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2016 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos produtores em regime ordinário. O valor do desconto da tarifa social em Portugal continental é cerca de 30,5 milhões de euros, representando um desconto de 20% face às tarifas de venda a clientes finais e um desconto de 30% face às tarifas de acesso às redes.

Quadro 4-38 – Clientes beneficiários tarifa social e valor global do desconto em 2016

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	500 000	30 476
RA Açores	10 311	666
RA Madeira	11 702	873

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o valor do desconto é de 666 mil euros e 873 mil euros, respetivamente, sendo determinado em função da previsão do número de clientes que se prevê que venha a beneficiar de tarifa social em 2016. A previsão do número de beneficiários com tarifa social nas Regiões Autónomas é efetuada tendo em conta, por um lado, o número total de clientes previsto para Portugal continental (500 000) e, por outro lado, a relação entre o número total de clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA nos Açores e na Madeira e o respetivo número de clientes em Portugal continental.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o desconto referido anteriormente é totalmente aplicado no termo de potência contratada, à semelhança do efetuado em anos anteriores, 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. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico em €/kVA ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

Neste contexto, tendo em conta o desconto definido pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o desconto a aplicar no termo de potência contratada, para todas as opções tarifárias e escalões de potência, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, é de 1,18 €/kVA. Este desconto é aplicado nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais de Portugal continental e Regiões Autónomas.

O financiamento do referido desconto será assegurado 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.

4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2016

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorem em 2016.

Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2016

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	0,00	0,0000
	2,3	0,00	0,0000
	3,45	0,00	0,0000
	4,6	0,00	0,0000
	5,7	0,00	0,0000
	6,9	0,00	0,0000
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0976	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazío	0,1339	
	Horas de vazío	0,0403	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2525	
	Hora cheia	0,0989	
	Hora vazío	0,0403	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

Quadro 4-40 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2016

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,35	0,0442
	2,3	2,70	0,0884
	3,45	4,04	0,1326
	4,6	5,39	0,1768
	5,7	6,74	0,2210
	6,9	8,09	0,2651
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0000	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazío	0,0000	
	Horas de vazío	0,0000	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0000	
	Hora cheia	0,0000	
	Hora vazío	0,0000	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Os valores indicados no Quadro 4-40 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 4-39, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2016

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2016 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 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	0,79	0,0258
	4,6	0,89	0,0291
	5,7	0,98	0,0321
	6,9	1,07	0,0351
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1634	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1909	
	Horas de vazio	0,1002	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2169	
	Horas de cheias	0,1716	
	Horas de vazio	0,1002	

* RRC art. 119.º, n.º 5

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	1,19	0,0390
	2,3	1,76	0,0577
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1408	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1909	
	Horas de vazio	0,1002	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2169	
	Horas de cheias	0,1716	
	Horas de vazio	0,1002	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 na Região Autónoma dos Açores

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,80	0,0262
	4,6	0,92	0,0302
	5,75	0,95	0,0311
	6,9	1,04	0,0341
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,95	0,0311
	4,6	1,13	0,0370
	5,75	1,10	0,0361
	6,9	1,24	0,0407
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1632	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
	Horas de vazio	0,0986	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2161	
	Horas cheias	0,1646	
	Horas de vazio	0,0986	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,71	0,0233
	2,3	1,00	0,0328
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1511	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1888	
	Horas de vazio	0,0986	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2161	
	Horas de cheias	0,1646	
	Horas de vazio	0,0986	

* RRC art. 119.º, n.º 5

Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2016 na Região Autónoma da Madeira

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,77	0,0252
	4,6	0,86	0,0282
	5,75	0,90	0,0295
	6,9	0,98	0,0321
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,86	0,0282
	4,6	1,01	0,0331
	5,75	0,99	0,0325
	6,9	1,10	0,0361
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1622	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1858	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2112	
	Horas cheia	0,1691	
	Horas vazio	0,0979	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,61	0,0200
	2,3	0,77	0,0252
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1477	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1858	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2112	
	Horas de cheias	0,1691	
	Horas de vazio	0,0979	

* RRC art. 119.º, n.º 5

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2016

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	5,99%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 83.º
δ_{t-2}	1,50	<i>Spread</i> de 2014, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50	<i>Spread</i> de 2015, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	5,99%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{iURT,t}$	4 996	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2016 (em €/painel de subestação)	Art.º 88.º
$VCE_{iURT,t}$	393	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2016 (em €/km)	Art.º 88.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 88.º
$X_{VCEURT,i}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 88.º
$r_{CA,URT,t}$	5,99%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 88.º
$r_{CREf,URT,t}$	6,74%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 88.º
α_t	85%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2016	Art.º 88.º
$r_{Ime,URT,t}$	6,74%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2016, em percentagem	Art.º 88.º
-	4,70%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2014	Art.º 92.º
$r_{URD,t}$	6,34%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,AT/MT,t}$	23 929	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 94.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{FCE}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em AT/MT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	0,001068	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	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 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	591	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 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	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 94.º
$FCE_{URD,BT,t}$	54 081	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 94.º
X_{FCE}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	0,005040	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro i associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	17,835	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes de BT, em Euros por cliente	Art.º 94.º
$X_{VCE,URD,i}$	2,5%	Parâmetro i associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 94.º
Δr_1	1,0%	Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos em BT ($j=2$) afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica por excesso do limite de investimento fixado pela ERSE	Art.º 94.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	6,34%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 96.º
$r_{CVVE,t}^{CR}$	6,34%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 97.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{NT,t}$	59	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,NT,t}$	208,710	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,NT,t}$	3,5%	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 100.º
$O_{C,NT,t}$	1	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BTE,t}$	50	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,BTE,t}$	58,936	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,BTE,t}$	3,5%	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 100.º
$O_{C,BTE,t}$	3	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BT,t}$	9 541	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.
$X_{C,F,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 100.
$V_{C,BT,t}$	12,807	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 100.
$X_{C,v,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em percentagem	Art.º 100.
$O_{C,BT,t}$	1496	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$\bar{\delta}_{t-2}$	1,5	<i>Spread</i> de 2014, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
δ_{t-1}	0,5	Spread de 2015, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,99 %	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 102.º
FC_t^{AGS}	11 446	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 102.º
X_{FC}^{AGS}	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 102.º
r_t^D	6,34%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 105.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 353	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$FC_{BT,t}^D$	4 041	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^D$	0,0045	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{i_{BT,t}}^D$	0,0046	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 105.º
$VC_{i_{AT/MT,t}}^D$	1,5461	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 105.º
$VC_{i_{BT,t}}^D$	0,0167	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 105.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^D$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
r_t^C	6,34%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 106.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$F_{MT,t}^A$	144	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,MT,t}^A$	189,01	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$F_{BT,t}^A$	3 003	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{i,BT,t}^A$	24,78	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$X_{F_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
$X_{V_{MT e BT}}^A$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
r_t^{MAGS}	5,99%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 110.º
FC_t^{MAGS}	12 517	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 110.º
X_{FC}^{MAGS}	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 110.º
r_t^D	6,34%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 113.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 348	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$FC_{BT,t}^D$	6 370	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,006041	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 113.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,005350	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 113.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{AT/MT,t}^{M^D}$	3,87916	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 113.º
$VC_{BT,t}^{M^D}$	0,023372	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 113.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{M^D}$	4,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$r_t^{M^C}$	6,34%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2016, em percentagem	Art.º 114.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	220	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	726,89	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$F_{BT,t}^{M^C}$	1 985	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{BT,t}^{M^C}$	14,57	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{V_{MT e BT}}^{M^C}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$V_{p,t-2}$	0,04186	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º
$\alpha_{RI,t}$	50,0%	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 126.º
$\beta_{RI,k,t}$	25%+10pp/ano	Parâmetro para limitação do valor representativo do acréscimo do custo com capital no ano t, associado ao projeto k	Art.º 126.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\Delta r_{RI,t}$	1,0%	Valor representativo do acréscimo da taxa de remuneração para projetos aceites como rede inteligente	Art.º 126.º
T_{RI}	6	Período de vigência do incentivo ao investimento em rede inteligente, por projeto	Art.º 126.º
α	0,0%	Parâmetro de controlo da rendibilidade dos ativos definidos para o período regulatório	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2015}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2015, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2016}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2016, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2017}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2017, expressa em kWh	Art.º 124.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh	Art.º 124.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 124.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2015}$	650,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2015, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2016}$	620,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2016, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2017}$	590,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2017, expresso em minutos	Art.º 124.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 124.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 124.º
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS2_{mín}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º

Os valores dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{dis_{máx}}$	0	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$I_{dis_{mín}}$	0	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$T_{cd_{REF}}$	97,5%	Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano t-2, expressa em percentagem	Art.º 131.º
ΔV	0%	Valor de variação da taxa combinada de disponibilidade, expressa em percentagem	Art.º 131.º
V_{dis}	0	Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em euros	Art.º 131.º
α	0,75	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência	Art.º 131.º

5.2 VALORES MENSIS 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 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma dos Açores.

Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2016		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Fevereiro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Março	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Abril	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Mai	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Junho	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Julho	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Agosto	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Setembro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Outubro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Novembro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Dezembro	180 881	180 881	361 761	332 148	332 148	664 296	513 029	513 029	1 026 058
Total	2 170 567	2 170 567	4 341 134	3 985 778	3 985 778	7 971 557	6 156 346	6 156 346	12 312 691

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, em 2016, totalizam € 38 265 402²⁹.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2016
Janeiro	3 188 784
Fevereiro	3 188 784
Março	3 188 784
Abril	3 188 784
Mai	3 188 784
Junho	3 188 784
Julho	3 188 784
Agosto	3 188 784
Setembro	3 188 784
Outubro	3 188 784
Novembro	3 188 784
Dezembro	3 188 784
Total	38 265 402

²⁹ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2016, totalizam € 888 626 (valor a devolver pela EDA à REN). Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2016 e o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2015, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2015.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	-74 052
Fevereiro	-74 052
Março	-74 052
Abril	-74 052
Maio	-74 052
Junho	-74 052
Julho	-74 052
Agosto	-74 052
Setembro	-74 052
Outubro	-74 052
Novembro	-74 052
Dezembro	-74 052
Total	-888 626

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 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma da Madeira.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2016		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Fevereiro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Março	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Abril	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Mai	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Junho	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Julho	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Agosto	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Setembro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Outubro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Novembro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Dezembro	66 128	66 128	132 256	219 722	219 722	439 443	285 850	285 850	571 699
Total	793 535	793 535	1 587 070	2 636 660	2 636 660	5 273 321	3 430 195	3 430 195	6 860 390

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, em 2016, totalizam € 22 241 734³⁰.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2016
Janeiro	1 853 478
Fevereiro	1 853 478
Março	1 853 478
Abril	1 853 478
Mai	1 853 478
Junho	1 853 478
Julho	1 853 478
Agosto	1 853 478
Setembro	1 853 478
Outubro	1 853 478
Novembro	1 853 478
Dezembro	1 853 478
Total	22 241 734

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2016, totalizam € 1 097 665 (valor a devolver pela EEM à REN). Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2016 e o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2015, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2015.

³⁰ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

Quadro 5-6 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	-91 472
Fevereiro	-91 472
Março	-91 472
Abril	-91 472
Maio	-91 472
Junho	-91 472
Julho	-91 472
Agosto	-91 472
Setembro	-91 472
Outubro	-91 472
Novembro	-91 472
Dezembro	-91 472
Total	-1 097 665

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2016, totalizam € 5 021 226. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2016, bem como o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2015, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2015, e o ajustamento definitivo da tarifa social de 2014, tendo em conta a previsão efetuada nas tarifas de 2014 e os descontos efetivamente concedidos em 2014.

Quadro 5-7 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	418 435
Fevereiro	418 435
Março	418 435
Abril	418 435
Maior	418 435
Junho	418 435
Julho	418 435
Agosto	418 435
Setembro	418 435
Outubro	418 435
Novembro	418 435
Dezembro	418 435
Total	5 021 226

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 2016, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2015 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2014.

Quadro 5-8 - Transferências entre a REN e os centros electroprodutores relativas ao financiamento da tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2016)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE				Restantes centrais	
EDP Produção	6 360 203	EDP Produção	-313 275	Turbogás	331 962	EDP Produção	-3 923 284
Janeiro	530 017	Janeiro	-26 106	Janeiro	27 664	Janeiro	-326 940
Fevereiro	530 017	Fevereiro	-26 106	Fevereiro	27 664	Fevereiro	-326 940
Março	530 017	Março	-26 106	Março	27 664	Março	-326 940
Abril	530 017	Abril	-26 106	Abril	27 664	Abril	-326 940
Maio	530 017	Maio	-26 106	Maio	27 664	Maio	-326 940
Junho	530 017	Junho	-26 106	Junho	27 664	Junho	-326 940
Julho	530 017	Julho	-26 106	Julho	27 664	Julho	-326 940
Agosto	530 017	Agosto	-26 106	Agosto	27 664	Agosto	-326 940
Setembro	530 017	Setembro	-26 106	Setembro	27 664	Setembro	-326 940
Outubro	530 017	Outubro	-26 106	Outubro	27 664	Outubro	-326 940
Novembro	530 017	Novembro	-26 106	Novembro	27 664	Novembro	-326 940
Dezembro	530 017	Dezembro	-26 106	Dezembro	27 664	Dezembro	-326 940
Hidroelétrica do Guadiana	703 939	Iberdrola	-35 419	Tejo Energia	193 188	Hidroelétrica do Guadiana	-547 743
Janeiro	58 662	Janeiro	-2 952	Janeiro	16 099	Janeiro	-45 645
Fevereiro	58 662	Fevereiro	-2 952	Fevereiro	16 099	Fevereiro	-45 645
Março	58 662	Março	-2 952	Março	16 099	Março	-45 645
Abril	58 662	Abril	-2 952	Abril	16 099	Abril	-45 645
Maio	58 662	Maio	-2 952	Maio	16 099	Maio	-45 645
Junho	58 662	Junho	-2 952	Junho	16 099	Junho	-45 645
Julho	58 662	Julho	-2 952	Julho	16 099	Julho	-45 645
Agosto	58 662	Agosto	-2 952	Agosto	16 099	Agosto	-45 645
Setembro	58 662	Setembro	-2 952	Setembro	16 099	Setembro	-45 645
Outubro	58 662	Outubro	-2 952	Outubro	16 099	Outubro	-45 645
Novembro	58 662	Novembro	-2 952	Novembro	16 099	Novembro	-45 645
Dezembro	58 662	Dezembro	-2 952	Dezembro	16 099	Dezembro	-45 645
Endesa	265 364						
Janeiro	22 114						
Fevereiro	22 114						
Março	22 114						
Abril	22 114						
Maio	22 114						
Junho	22 114						
Julho	22 114						
Agosto	22 114						
Setembro	22 114						
Outubro	22 114						
Novembro	22 114						
Dezembro	22 114						
Total Tarifa Social					3 034 935		

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da REN para os centros electroprodutores.

5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito do incentivo à garantia de potência referente ao ano de 2015, 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 5-9 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	2 830 817	EDP Produção	920 237
Janeiro	235 901	Janeiro	76 686
Fevereiro	235 901	Fevereiro	76 686
Março	235 901	Março	76 686
Abril	235 901	Abril	76 686
Maio	235 901	Maio	76 686
Junho	235 901	Junho	76 686
Julho	235 901	Julho	76 686
Agosto	235 901	Agosto	76 686
Setembro	235 901	Setembro	76 686
Outubro	235 901	Outubro	76 686
Novembro	235 901	Novembro	76 686
Dezembro	235 901	Dezembro	76 686

Quadro 5-10 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo à disponibilidade

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo à disponibilidade		Garantia de Potência Incentivo à disponibilidade	
Elecgás (Pego CC)	5 056 325	EDP Produção	11 490 551
Janeiro	421 360	Janeiro	957 546
Fevereiro	421 360	Fevereiro	957 546
Março	421 360	Março	957 546
Abril	421 360	Abril	957 546
Maio	421 360	Maio	957 546
Junho	421 360	Junho	957 546
Julho	421 360	Julho	957 546
Agosto	421 360	Agosto	957 546
Setembro	421 360	Setembro	957 546
Outubro	421 360	Outubro	957 546
Novembro	421 360	Novembro	957 546
Dezembro	421 360	Dezembro	957 546

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 em duodécimos.

5.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN

Dando cumprimento ao estabelecido em despacho, a aguardar publicação, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, os valores a transferir para a REN, no total de 50 000 000€, 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 CAE referente a 2016.

Quadro 5-11 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para REN

Unidade: EUR

Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2016	
Janeiro	4 166 667
Fevereiro	4 166 667
Março	4 166 667
Abril	4 166 667
Mai	4 166 667
Junho	4 166 667
Julho	4 166 667
Agosto	4 166 667
Setembro	4 166 667
Outubro	4 166 667
Novembro	4 166 667
Dezembro	4 166 667
Total	50 000 000

5.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.4.1 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 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Fevereiro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Março	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Abril	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Maió	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Junho	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Julho	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Agosto	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Setembro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Outubro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Novembro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Dezembro	38 173 995	1 099 134	-954 556	-356 013	37 962 559	-46 353	37 916 206
Total	458 087 936	13 189 604	-11 454 677	-4 272 152	455 550 712	-556 237	454 994 475

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- Custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 do Continente, suportado pela EDP Serviço Universal.
- Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- 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.
- Montante da parcela de acerto dos CMEC de 2012 titularizada à Tagus, S.A.
- 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 sobrecusto com a aquisição de

energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2012. O montante em causa, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP; ao Santander e à Tagus, S.A..

- f) 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 2013. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao Santander e à Tagus, S.A.;
- g) 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 2014. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Santander, à Tagus S.A. e à CGD, S.A..

5.4.2 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS DO DÉFICE TARIFÁRIO DE 2006 E 2007 DO CONTINENTE, SUPOSTADO PELA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2016	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Fevereiro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Março	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Abril	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Mai	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Junho	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Julho	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Agosto	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Setembro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Outubro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Novembro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Dezembro	588 864	588 864	1 177 728	223 500	223 500	447 000	812 364	812 364
Total	7 066 366	7 066 366	14 132 731	2 682 000	2 682 000	5 364 000	9 748 366	9 748 366

5.4.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A..

Quadro 5-14 - 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	8 400 276
Fevereiro	8 400 276
Março	8 400 276
Abril	8 400 276
Maio	8 400 276
Junho	8 400 276
Julho	8 400 276
Agosto	8 400 276
Setembro	8 400 276
Outubro	8 400 276
Novembro	8 400 276
Dezembro	8 400 276
Total	100 803 310

Quadro 5-15 - 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	2 946 552
Fevereiro	2 946 552
Março	2 946 552
Abril	2 946 552
Maiο	2 946 552
Junho	2 946 552
Julho	2 946 552
Agosto	2 946 552
Setembro	2 946 552
Outubro	2 946 552
Novembro	2 946 552
Dezembro	2 946 552
Total	35 358 621

Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela de acerto dos CMEC de 2012

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	953 441
Fevereiro	953 441
Março	953 441
Abril	953 441
Maiο	953 441
Junho	953 441
Julho	953 441
Agosto	953 441
Setembro	953 441
Outubro	953 441
Novembro	953 441
Dezembro	953 441
Total	11 441 292

5.4.4 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012 e 2014

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	8 324 667	Janeiro	4 077 779
Fevereiro	8 324 667	Fevereiro	4 077 779
Março	8 324 667	Março	4 077 779
Abril	8 324 667	Abril	4 077 779
Maiο	8 324 667	Maiο	4 077 779
Junho	8 324 667	Junho	4 077 779
Julho	8 324 667	Julho	4 077 779
Agosto	8 324 667	Agosto	4 077 779
Setembro	8 324 667	Setembro	4 077 779
Outubro	8 324 667	Outubro	4 077 779
Novembro	8 324 667	Novembro	4 077 779
Dezembro	8 324 667	Dezembro	4 077 779
Total	99 896 006	Total	48 933 348

Quadro 5-18 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente a duas parcelas do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012, de 2013 e de 2014

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	3 620 557	Janeiro	3 307 084	Janeiro	4 610 638
Fevereiro	3 620 557	Fevereiro	3 307 084	Fevereiro	4 610 638
Março	3 620 557	Março	3 307 084	Março	4 610 638
Abril	3 620 557	Abril	3 307 084	Abril	4 610 638
Mai	3 620 557	Mai	3 307 084	Mai	4 610 638
Junho	3 620 557	Junho	3 307 084	Junho	4 610 638
Julho	3 620 557	Julho	3 307 084	Julho	4 610 638
Agosto	3 620 557	Agosto	3 307 084	Agosto	4 610 638
Setembro	3 620 557	Setembro	3 307 084	Setembro	4 610 638
Outubro	3 620 557	Outubro	3 307 084	Outubro	4 610 638
Novembro	3 620 557	Novembro	3 307 084	Novembro	4 610 638
Dezembro	3 620 557	Dezembro	3 307 084	Dezembro	4 610 638
Total	43 446 688	Total	39 685 008	Total	55 327 656

Quadro 5-19 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2012, de 2013 e de 2014

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	11 080 318	Janeiro	17 312 914	Janeiro	11 332 592
Fevereiro	11 080 318	Fevereiro	17 312 914	Fevereiro	11 332 592
Março	11 080 318	Março	17 312 914	Março	11 332 592
Abril	11 080 318	Abril	17 312 914	Abril	11 332 592
Mai	11 080 318	Mai	17 312 914	Mai	11 332 592
Junho	11 080 318	Junho	17 312 914	Junho	11 332 592
Julho	11 080 318	Julho	17 312 914	Julho	11 332 592
Agosto	11 080 318	Agosto	17 312 914	Agosto	11 332 592
Setembro	11 080 318	Setembro	17 312 914	Setembro	11 332 592
Outubro	11 080 318	Outubro	17 312 914	Outubro	11 332 592
Novembro	11 080 318	Novembro	17 312 914	Novembro	11 332 592
Dezembro	11 080 318	Dezembro	17 312 914	Dezembro	11 332 592
Total	132 963 816	Total	207 754 963	Total	135 991 104

Quadro 5-20 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente a uma parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2014

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	2 708 225
Fevereiro	2 708 225
Março	2 708 225
Abril	2 708 225
Mai	2 708 225
Junho	2 708 225
Julho	2 708 225
Agosto	2 708 225
Setembro	2 708 225
Outubro	2 708 225
Novembro	2 708 225
Dezembro	2 708 225
Total	32 498 700

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.

5.5 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2016.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, bem como 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.

Quadro 5-21 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2015	Juros 2016	Amortização e regularizações 2016	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2016	Saldo em dívida em 2016
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDA (BCP e CGD)	24 447 016	118 812	12 193 877	12 312 689	12 253 139
Convergência tarifária de 2006	8 619 381	41 686	4 299 243	4 341 134	4 320 138
Convergência tarifária de 2007	15 827 635	76 922	7 894 634	7 971 556	7 933 001
EEM (BCP e CGD)	13 621 400	66 200	6 794 190	6 860 390	6 827 210
Convergência tarifária de 2006	3 151 148	15 315	1 571 755	1 587 069	1 579 393
Convergência tarifária de 2007	10 470 251	50 885	5 222 435	5 273 321	5 247 816
EDP Serviço Universal	4 801 253 341	175 072 085	1 564 863 370	1 739 935 455	4 458 160 513
BCP e CGD	38 711 031	188 136	19 308 596	19 496 731	19 402 435
Défice de BT de 2006	28 060 734	136 375	13 996 356	14 132 731	14 064 378
Continente	26 966 348	131 056	13 450 489	13 581 546	13 515 859
Regiões Autónomas	1 094 386	5 319	545 866	551 185	548 519
Défice de BTn de 2007	10 650 297	51 760	5 312 240	5 364 000	5 338 057
Continente	10 234 421	49 739	5 104 806	5 154 545	5 129 615
Regiões Autónomas	415 876	2 021	207 434	209 455	208 442
BCP	0	0	0	0	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	0	0	0	0	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	266 134 995	16 819 732	266 134 995	282 954 727	0
EDP Serviço Universal	6 253 026	395 191	6 253 026	6 648 217	0
BCP	93 957 868	5 938 137	93 957 868	99 896 006	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	40 864 078	2 582 610	40 864 078	43 446 688	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	125 060 023	7 903 793	125 060 023	132 963 816	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	673 550 041	39 373 726	327 211 127	366 584 853	346 338 913
EDP Serviço Universal	218 912 599	12 796 977	106 347 905	119 144 881	112 564 695
Santander	72 915 830	4 262 442	35 422 566	39 685 008	37 493 264
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Tagus, SA	381 721 611	22 314 307	185 440 656	207 754 963	196 280 955
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 196 917 999	53 628 866	438 540 171	492 169 037	758 377 828
EDP Serviço Universal	451 700 532	17 675 849	201 742 380	219 418 230	249 958 152
BCP	133 697 076	6 450 215	42 483 132	48 933 348	91 213 943
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Santander	151 167 786	7 293 090	48 034 566	55 327 656	103 133 220
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Tagus, SA	371 558 739	17 925 851	118 065 253	135 991 104	253 493 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
CGD, S.A.	88 793 867	4 283 860	28 214 840	32 498 700	60 579 027
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	1 511 150 955	44 035 582	399 088 851	443 124 413	1 112 062 103
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016⁽¹⁾					1 221 770 542
Tagus, SA	1 114 788 320	21 582 302	114 579 629	136 161 931	1 000 208 691
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	825 299 346	15 977 795	84 825 515	100 803 310	740 473 832
Sobrecusto da PRE 2009	289 488 974	5 604 507	29 754 114	35 358 621	259 734 859
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-556 237	0	-556 237	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-556 237	0	-556 237	0
EDP Distribuição	240 869 418	12 043 471	0	12 043 471	240 869 418
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	12 043 482	602 179		602 179	12 043 482
Tagus SA	228 825 936	11 441 292		11 441 292	228 825 936
Total	5 080 191 175	187 300 569	1 583 851 436	1 771 152 005	4 718 110 280

Nota:

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2016 é 1 262 milhões de euros. Em 2016 serão amortizados 40 milhões relativos a este montante.

5.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2014 E 2015

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 2014 e 2015 e respetivos juros.

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2016	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Juros do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Ajustamento do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2015	Ajustamento provisório do ano de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₄) x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)+(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-50 295	-1 344	-23 114	-158	-28 367	-38 340	-262	-38 602	-66 969
Proveitos permitidos à REN Trading	-50 295	-1 344	-23 114	-158	-28 367	-38 340	-262	-38 602	-66 969

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2016	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Juros do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a I-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Acerto do CAPEX de 2015 em tarifas de 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₄) x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-1 867	-50	537	4		1 341	-3 798	-595	-4 393
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	24 428	653			1 000	29 615	-5 534	17 686	12 152
Proveitos permitidos à REN	22 561	603	537	4	1 000	30 956	-9 332	17 091	7 759

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2016	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Acerto do CAPEX de 2015 em tarifas de 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₄)x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-54 336	-1 452		-55 788		-55 788
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	8 642	231	53 315	-44 442	8 621	-35 821
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-45 694	-1 221	53 315	-100 230	8 621	-91 609

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2016	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Juros do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nas tarifas de 2015	Ajustamento do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2015	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2015	Ajustamento provisório do ano de 2015 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₄)x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₄)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₅)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-75 511	-2 018	-39 331	-269	-37 928	176 662	1 207	177 869	139 941
Sobrecusto da PRE	-232 900	-6 223	-256 303	-1 752	18 931	108 812	744	109 555	128 487
CVEE	159 522	4 263	216 971	1 483	-54 670	67 850	464	68 314	13 644
Ajustamento da aditividade tarifária	-2 132	-57			-2 189				-2 189
Comercialização (C)	-3 748	-100			-3 848				-3 848
Proveitos permitidos à EDP SU	-79 259	-2 118	-39 331	-269	-41 777	176 662	1 207	177 869	136 093

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Acerto do CAPEX de 2015 atualizado para 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	3 965	106	-2 180	1 891	865	2 756
Distribuição de Energia Elétrica	4 401	118	-3 561	957	1 684	2 641
Comercialização de Energia Elétrica	-166	-4	-88	-258	61	-197
EDA	8 200	219	-5 830	2 590	2 610	5 200

Quadro 5-27 - Valor dos ajustamentos de 2014 e 2015 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2014	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2016	Acerto do CAPEX de 2015 atualizado para 2016	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2016
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	8 152	218	-5 124	3 246	1 104	4 350
Distribuição de Energia Elétrica	3 283	88	-2 721	651	1 610	2 261
Comercialização de Energia Elétrica	31	1	-54	-22	-51	-72
EEM	11 466	306	-7 898	3 875	2 664	6 539

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 76.º (conjugado nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira com o artigo 309.º), 136.º (conjugado nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira com o artigo 308.º), 208.º (conjugado nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira com o artigo 293.º) e 270.º (conjugado nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira com o artigo 300.º), todos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e 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 à ERSE pelos operadores de redes (no caso da leitura extraordinária e dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento) ou comercializadores de último recurso (no caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são 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 2016. 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 integra informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos.

Na sequência da fundamentação dos encargos administrativos suscitada pela ERSE, a EDP Distribuição apresenta valores de custos com a estrutura interna entre os anos de 2012 e 2014, que, quando

comparados com os valores globais dos prestadores de serviço atingem um valor relativo que oscila entre 24% e 30%, com um valor médio para o referido triénio de 26%. A empresa sustenta, assim, a manutenção do percentual e 20% sobre os preços contratados com os prestadores de serviço para a recuperação dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado.

A EDP Serviço Universal efetuou, como estabelecido no próprio RRC, proposta unicamente para o estabelecimento da quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2015.

A EDA e a EEM propõem para 2016 a atualização generalizada dos diversos preços em vigor em 2015, por aplicação de um fator de atualização, que, neste ano é distinto entre as duas empresas: variação do deflator do consumo privado, no caso da EDA, por valor de 1,5%; e taxa de inflação apresentada nas projeções financeiras da empresa para 2016, no caso da EEM, por um valor de 1,3%.

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 na MT e na 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 2016 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem, tendencialmente, a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa. A partilha destes custos com o cliente é justificada pelo facto da realização de leituras reais ser também do interesse do operador da rede de distribuição. 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%. A EDP Distribuição refere na sua proposta ter obtido ganhos de eficiência na renegociação da empreitada contínua, em 2015, o que permite a redução da generalidade dos custos propostos (com exceção da leitura extraordinário em dias úteis entre as 8:00 h e as 17:00 h).

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EDP D para 2016	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,07	6,37	5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	27,21	24,67	-9%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,65	24,67	-22%

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 84 215 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2014 e 76 211 durante o 1.º semestre de 2015, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente 6 379 e 7 456. Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2014 e no 1.º semestre de 2015 ascenderam a 40 643,96 e a 47 032,49 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 2016, 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 2016

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,91	2,18	13,10
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	41,11	8,22	49,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	41,11	8,22	49,34

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA 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 2016. A taxa de

variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante das previsões do Conselho de Finanças Públicas (março de 2015).

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EDA para 2016	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,28	10,43	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56	20,87	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71	26,10	1,5%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,28	5,36	1,5%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56	20,87	1,5%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71	26,10	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 constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2016. A taxa de variação entre os valores em vigor para 2015 e os propostos pela empresa para 2016 corresponde à aplicação da taxa de inflação prevista pela empresa para 2016.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM para 2015

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EEM para 2016	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,28	10,41	1,3%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56	20,83	1,3%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71	26,04	1,3%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,07	7,16	1,3%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,51	19,76	1,3%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71	26,04	1,3%

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 e a EEM propuseram para 2015 a manutenção dos valores da quantia mínima que vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE. A EDA propôs para 2016 a atualização dos valores dos preços em vigor em 2015 por aplicação da taxa de atualização em linha com a variação do deflator do consumo privado por si reportado do (1,5 %).

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 EEM e da EDA para 2015

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2016	Preços propostos pela EDA para 2016
Até 8 dias	1,25	1,25	1,27
Mais de 8 dias	1,85	1,85	1,88

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 2015 são de 104,25 euros e 46,97 euros, respetivamente para clientes em BTE e clientes em BTN.

A EDP Distribuição e a EEM propõem, para 2016, valores de 105,50 euros e 47,58 euros, respetivamente para os encargos com este serviço ativação de instalações eventuais em clientes em BTE e em clientes em BTN. Tal corresponde a uma aplicação de uma taxa de variação do deflator do consumo privado de 1,3%.

A EDA propõe, para 2016, a atualização dos valores deste serviço por uma taxa de 1,5%, correspondendo a valores de 105,71 euros e 47,67 euros, respetivamente clientes em BTE e em clientes em BTN.

6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO 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 2016 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Como já referido, os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Em face da renegociação ocorrida em 2015 para o contrato de empreitada contínua, a EDP Distribuição propõe, em média, uma redução dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de cerca de 4,3%.

No que se refere ao valor adicional para restabelecimento com carácter de urgência, a EDP Distribuição propõe que sejam aplicados, aos clientes, os diferenciais entre o custo da tarefa realizada pelo prestador de serviço (49,34 euros) e o preço da interrupção. Daqui resultam valores propostos de 38,29 euros para clientes em BTE (cerca de 21% abaixo do valor em aplicação em 2015) e de 25,17 euros para clientes em BTN (um valor em 5% superior ao que se encontra em vigor em 2015, variação máxima admitida no quadro regulatório), sendo este último inferior à referida diferença entre o custo do prestador de serviço e o preço regulado para o restabelecimento normal.

Por outro lado, no caso de interrupção e restabelecimento de clientes em MT, a EDP Distribuição propõe uma recomposição dos encargos, promovendo uma redução do preço a aplicar ao restabelecimento (da ordem dos 32%) e um agravamento do custo das interrupções (em cerca de 17%). No binómio interrupção-restabelecimento, o custo global sofreria, assim, uma redução de cerca de 14,4%. O preço agora proposto para as ações de interrupção e de restabelecimento é agora idêntico.

Assim, os preços propostos para 2016 refletem, com as exceções mencionadas, as variações verificadas na negociação dos contratos de empreitada contínua.

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EDP D para 2016	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	88,59	90,98	2,7%
	Restabelecimento	88,59	90,98	2,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	775,50	734,64	-5,3%
	Restabelecimento	775,50	734,64	-5,3%
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	59,90	70,08	17,0%
	Restabelecimento	103,92	70,08	-32,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	245,03	233,66	-4,6%
	Restabelecimento	245,03	233,66	-4,6%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,59	11,05	-4,7%
	Restabelecimento	11,59	11,05	-4,7%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94	12,34	-4,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	32,67	32,48	-0,6%
	Restabelecimento	32,67	31,48	-3,6%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,31	53,69	-4,7%
Restabelecimento	56,31	53,69	-4,7%	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	48,59	38,29	-21,2%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,59	11,05	-4,7%
	Restabelecimento	11,59	11,05	-4,7%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94	12,34	-4,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,91	13,46	-3,2%
	Restabelecimento	13,91	13,46	-3,2%
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,31	53,69	-4,7%
Restabelecimento	56,31	53,69	-4,7%	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	23,97	25,17	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2014 e no 1.º semestre de 2015:

- AT: 2 interrupções e 2 restabelecimentos;
- MT - 2014: 662 interrupções e 579 restabelecimentos; 1.º semestre de 2015: 308 interrupções e 245 restabelecimentos;
- BTE - 2014: 1 678 interrupções e 1 653 restabelecimentos; 1.º semestre de 2015: 804 interrupções e 666 restabelecimentos;
- BTN - 2014: 386 097 interrupções e 302 644 restabelecimentos; 1.º semestre de 2015: 209 656 interrupções e 41 510 restabelecimentos.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2016 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 variação do deflator do consumo privado para 2016 (1,5%).

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EDA para 2016	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	61,69	62,62	1,5%
	Restabelecimento	61,69	62,62	1,5%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	205,65	208,73	1,5%
	Restabelecimento	205,65	208,73	1,5%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	15,43	15,66	1,5%
	Restabelecimento	15,43	15,66	1,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,71	26,10	1,5%
	Restabelecimento	25,71	26,10	1,5%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,85	31,31	1,5%
	Restabelecimento	30,85	31,31	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	57,65	58,51	1,5%
	Restabelecimento	57,65	58,51	1,5%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	61,69	62,62	1,5%
Restabelecimento	61,69	62,62	1,5%	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	21,32	21,64	1,5%
	Clientes em BTE	22,63	22,97	1,5%

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os valores propostos para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica pela EEM para 2016 são os constantes do Quadro 6-8. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação da taxa de inflação apresentada na projeção financeira da empresa para 2016 (1,3%).

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM para 2015

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2015	Preços propostos pela EEM para 2016	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	61,69	62,49	1,3%
	Restabelecimento	61,69	62,49	1,3%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	205,65	208,32	1,3%
	Restabelecimento	205,65	208,32	1,3%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	<i>BTN</i>			
	Interrupção	11,43	11,58	1,3%
	Restabelecimento	11,43	11,58	1,3%
	<i>BTE</i>			
	Interrupção	15,43	15,63	1,3%
	Restabelecimento	15,43	15,63	1,3%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,68	26,01	1,3%
	Restabelecimento	25,68	26,01	1,3%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,85	31,25	1,3%
	Restabelecimento	30,85	31,25	1,3%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	74,26	75,23	1,3%
	Restabelecimento	74,26	75,23	1,3%
<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>				
Interrupção	77,12	78,12	1,3%	
Restabelecimento	77,12	78,12	1,3%	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	21,28	21,56	1,3%
	Clientes em BTE	22,63	22,92	1,3%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2016

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores de redes e comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores de rede, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. 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 de rede e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os seus 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 2016 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 2016 (1,1%³¹) 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. 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 justificação apresentada pela EDP Distribuição para a estrutura de custos administrativos seguida para o Continente, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2016, 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, 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 2016 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.

³¹ Fonte: *European Economic Forecast – Spring 2015*, p.161.

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 5% dos preços de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN, para o horário entre as 08:00h e as 17:00h, beneficiando de reduções nos restantes horários por via da renegociação com os prestadores de serviço. Este aumento enquadra-se no processo iniciado em 2012, de fazer aderir gradualmente os preços aos custos de prestação deste serviço.

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 2016

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,37
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,67
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,67

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental que se encontrem integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados 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 (1,5%) difere da que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação deflator implícito do consumo privado previsto para 2016), os preços em vigor em 2015 foram atualizados em 1,1%

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2016 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2016

Unidade: EUR

Ciente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,39
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,34
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAA integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados 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 (1,3%) difere da que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação deflator implícito do consumo privado previsto para 2016), os preços em vigor em 2015 foram atualizados em 1,1%

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2016 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2016

Unidade: EUR

Ciente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,39
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,79
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,15
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,72
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,99

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAM integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados 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 e EEM para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofrem alterações face a 2015, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas. A EDA propôs a atualização dos valores de 2015 por um mesmo indexante de preço aplicado ao conjunto dos preços regulado, sem que se fundamente, neste caso particular, tal necessidade.

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 valores que se apresentam do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2016 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 prazos 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 125.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 deflatores implícito do consumo privado. Este valor, de acordo com os pressupostos adotados pela ERSE, assumirá em 2016 o valor de 1,1%.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2016 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2016 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	105,30
BTN	47,49

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO 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.

De modo, considera-se adequado manter em 2016 os preços em vigor para 2015. Os preços aprovados para vigorarem em 2016 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 2016

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	271,45
	Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
	Interrupção	1927,95
	Restabelecimento	1927,95

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.

Na sua proposta, a EDP Distribuição refere que as tarefas de interrupção e restabelecimento do fornecimento, que são, na generalidade dos casos, realizadas por prestadores de serviços, sofreram uma redução do custo de cerca de 4,3%. A estes preços acresce uma percentagem de 20% relativa aos custos de gestão e de estrutura da empresa.

Considerando a proposta da EDP Distribuição e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2016 são os que constam do Quadro 6-15. Deste modo, para 2016, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2015:

- Em AT, MT e BTE, os preços observam reduções de 4,9%.
- Em BTN, os preços observam reduções médias de 4,2%, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento que observa um aumento de 5%.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2016 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	90,98
	Restabelecimento	90,98
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	734,64
	Restabelecimento	734,64
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	70,08
	Restabelecimento	70,08
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	233,66
	Restabelecimento	233,66
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,05
	Restabelecimento	11,05
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,34
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,48
	Restabelecimento	32,48
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	53,69
Restabelecimento	53,69	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	38,29
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,05
	Restabelecimento	11,05
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,34
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,46
	Restabelecimento	13,46
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	53,69
Restabelecimento	53,69	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	24,23

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o restabelecimento urgente de fornecimento deverá 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 2015 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2016 (1,1%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2016 são os que constam do Quadro 6-16, que se traduzem numa variação de preço inferior à proposta pela empresa.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	62,37
	Restabelecimento	62,37
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	207,91
	Restabelecimento	207,91
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	15,60
	Restabelecimento	15,60
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,99
	Restabelecimento	25,99
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	31,19
	Restabelecimento	31,19
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	58,28
	Restabelecimento	58,28
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	62,37
Restabelecimento	62,37	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	21,55
	Clientes em BTE	22,88

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 deverá 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 2015 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2016 (1,1%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2016 são os que constam do Quadro 6-17, que se traduzem numa variação de preço inferior à proposta pela empresa.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	62,37
	Restabelecimento	62,37
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	207,91
	Restabelecimento	207,91
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,56
	Restabelecimento	11,56
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,60
	Restabelecimento	15,60
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,96
	Restabelecimento	25,96
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	31,19
	Restabelecimento	31,19
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	75,08
	Restabelecimento	75,08
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
Interrupção	77,97	
Restabelecimento	77,97	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	21,51
	Clientes em BTE	22,88

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 deverá 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) prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 43.º).

O RQS também prevê a fixação pela ERSE em Diretiva do valor da compensação a aplicar nos casos de incumprimentos de indicadores individuais de qualidade de serviço comercial, nomeadamente dos seguintes:

- Resposta a reclamações
- Visitas combinadas
- Assistência técnica a avarias na alimentação individual das instalações dos clientes
- Restabelecimento após interrupção por facto imputável ao cliente

6.2.1 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, a EDA e a EEM apresentaram propostas específicas para os valores limites dos custos das investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica.

6.2.1.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

EDP DISTRIBUIÇÃO

A proposta da EDP Distribuição para o preço referido no artigo 43.º do RQS, relativo à verificação da qualidade da energia elétrica, refere que a estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão em AT e MT foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-18. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 1,3% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (Decreto-Lei n.º 137/2010, de 28 de dezembro). Os

custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 1,3% relativamente ao ano anterior.

A verificação da qualidade da energia elétrica em clientes AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. A estimativa de custos diretos relativos à realização destas ações de monitorização é apresentada no Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em AT e MT para 2016

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	564,32	564,32
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	45,97	1 470,97
Apoio da Direção de Clientes e Redes	4	h	45,97	183,87
Apoio da Direção de Condução	4	h	45,97	183,87
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	45,97	1 838,71
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	45,97	735,49
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				5 193,23

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5 193,23 euros por ação de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 231,87 euros. Este valor representa um aumento de 1,2% face ao valor em vigor em 2015 (6 155,22 euros).

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da energia elétrica é efetuada por equipas que atuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana. A estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão nestas instalações apresentada pela EDP Distribuição considerou o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-19.

Quadro 6-19 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2016

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	10,29	10,29
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	26,12	78,35
Elaboração do relatório	1	h	45,97	45,97
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				163,42

A EDP Distribuição estima um custo direto de 163,42 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 196,10 euros. Este valor é cerca de 1,1% superior ao que vigora em 2015 para a BTE (194,03 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2016 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de respetivamente 1,1% e 1,2%, relativamente aos valores limite aprovados para 2015. Para BTN e MT, a empresa propõe uma atualização de 5%, justificando este aumento com o desajustamento que se verifica entre o preço em vigor e o custo de prestação do serviço.

Recorda-se que a fixação deste teto máximo, já aplicado em anos anteriores, teve em consideração os seguintes princípios gerais:

- Os valores limite a fixar não devem ser inibidores do direito de reclamação dos clientes quando haja a suspeita de que o fornecimento de energia elétrica não está a ser efetuado dentro dos limites regulamentares.
- Os valores a pagar pelos clientes podem contribuir para moderar a apresentação de reclamações injustificadas.
- Os valores limite devem ser diferenciados por nível de tensão de alimentação da instalação do cliente.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2016 os valores constantes do Quadro 6-20, aos quais acresce o IVA à taxa legal em vigor.

**Quadro 6-20 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição
(monitorização da qualidade da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Custo estimado	Valor limite proposto pela EDP Distribuição para 2016
BTN	196,10	24,83
BTE	196,10	196,10
MT	6 231,87	2 035,55
AT	6 231,87	6 231,87

No Quadro 6-21 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2016 com os valores em vigor em 2015.

Quadro 6-21 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2016

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2015	Valores limite propostos para 2016	Variação (%)
BTN	22,72	24,83	9,3
BTE	194,03	196,10	1,1
MT	1 797,27	2 035,55	13,3
AT	6 155,22	6 231,87	1,2

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica.

A EDA propõe para 2016 a atualização em 1,5% dos valores limite em vigor, baseada na projeção da taxa de variação do deflator do consumo privado, emanado do relatório de março de 2015 do Conselho de Finanças Públicas.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-22.

Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 43.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2015	Valor limite proposto pela EDA para 2016	Variação (%)
BTN	22,72	23,06	1,5
BTE	194,03	196,94	1,5
MT	1 797,27	1 824,23	1,5

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica.

A EEM propõe para 2016 a atualização em 1,3% dos valores limite em vigor, baseada na taxa de inflação considerada nas projeções financeiras da empresa para o ano de 2016.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-23.

Quadro 6-23 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2015	Valor limite proposto pela EEM para 2016	Variação (%)
BTN	22,72	23,02	1,3
BTE	194,03	196,55	1,3
MT	1 797,27	1 820,63	1,3

6.2.2 VALORES A VIGORAR EM 2016**6.2.2.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro, passou a ter uma abrangência nacional, incluindo Portugal continental, a RAA e a RAM. Neste sentido, e atendendo a que não existe um racional que justifique a existência de diferentes custos

de verificação da qualidade de energia elétrica nas diferentes regiões de Portugal, a ERSE considera que deverão existir valores únicos com aplicação a todo o território nacional.

Refira-se que, pelo facto de a EDP Distribuição ser a única empresa que apresenta a estimativa dos custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica, a ERSE assume esses custos como referência para a totalidade das empresas. Assume-se ainda que os custos diretos da monitorização da qualidade de energia elétrica em MAT são equivalentes aos custos estimados para AT.

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite de realização das ações de monitorização da qualidade de energia elétrica em diferentes níveis de tensão, ou seja, limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da faturação média mensal em cada nível de tensão.

Com a extinção das tarifas de venda a clientes finais torna-se difícil conhecer a faturação média mensal de cada nível de tensão. Tendo em conta este facto, bem como o reduzido número de vezes que este preço é aplicado³², a ERSE considera que, à semelhança do ano anterior, o valor limite deve corresponder ao custo verificado, limitado a 50% da faturação média de cada nível de tensão, o qual é calculado por atualização do valor considerado no ano anterior utilizando o deflator do PIB previsto para 2016 (1,3%) em Portugal continental.

Tendo em conta o anteriormente exposto, apresentam-se no Quadro 6-24 os valores limite em vigor, o custo estimado para a prestação do serviço, o valor da faturação média mensal atualizado pelo deflator do PIB previsto para 2016, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores propostos pela ERSE para 2016, de aplicação em Portugal continental, RAA e RAM.

³² 18 vezes em 2014 e 3 vezes no 1.º semestre de 2015, no caso da EDP Distribuição.

**Quadro 6-24 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2016
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2015	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal atualizada	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite proposto pela ERSE para 2016
BTN	22,72	196,10	23,02	24,83	23,02
BTE	194,03	196,10	564,82	196,10	196,10
MT	1 797,27	6 231,87	1 820,63	2 035,55	1 820,63
AT	6 155,22	6 231,87	74 679,12	6 231,87	6 231,87
MAT	6 155,22	6 231,87	162 192,12	-	6 231,87

Aos valores constantes no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efetuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no art.º 43º do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 6-24.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.

6.2.2.2 VALOR DA COMPENSAÇÃO POR INCUMPRIMENTO DE INDICADORES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

O artigo 55.º prevê a publicação pela ERSE, em Diretiva, do valor da compensação a pagar por cada incumprimento de indicador individual de natureza comercial, nos termos do RQS. A ERSE publicou a Diretiva 20/2013 que aprova o valor da compensação como sendo de 20 euros. Este valor é o valor a vigorar em 2015.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

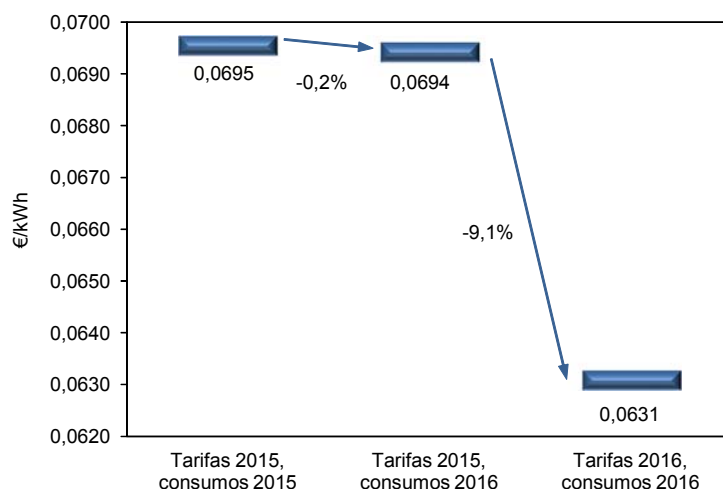
7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2015 E 2016

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2015 e 2016, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-8. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

Os preços médios da tarifa transitória de Energia permitem recuperar os custos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia elétrica do CUR, para satisfação dos consumos dos seus clientes, são determinados em regime de mercado.

A evolução do preço médio da tarifa transitória de Energia, entre 2015 e 2016, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2014, no cálculo das tarifas de 2015, em que se considerou um preço médio de 0,0695 €/kWh. O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016. Mantendo os preços das tarifas de 2015, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,2% no preço médio. O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa transitória de Energia previsto para 2016 (0,0631 €/kWh), que implica um decréscimo tarifário de 9,1% entre 2015 e 2016.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia
2016/2015**



Variação preço médio= -9,3%

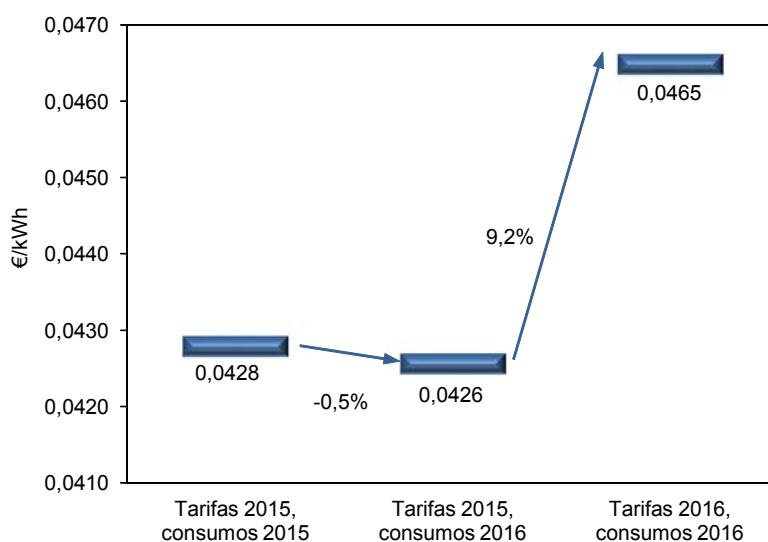
Variação tarifária= -9,1%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2015 e 2016, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2014, no cálculo das tarifas de 2015, em que se considerou um preço médio de 0,0428 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016. Mantendo os preços das tarifas de 2015, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,5% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2016 (0,0465 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 9,2% entre 2015 e 2016.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2016/2015**

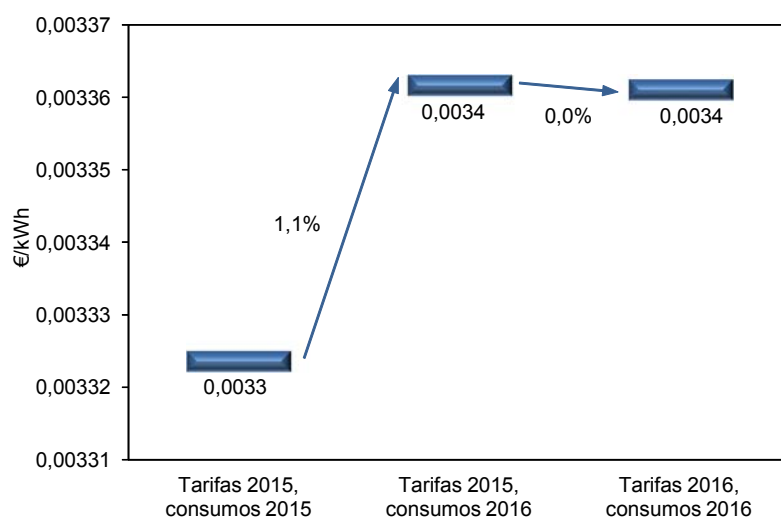


Variação preço médio= 8,6%

Variação tarifária= 9,2%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 1,1% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devido a uma alteração da estrutura de consumos de 1,1% e à variação tarifária de 0,0%.

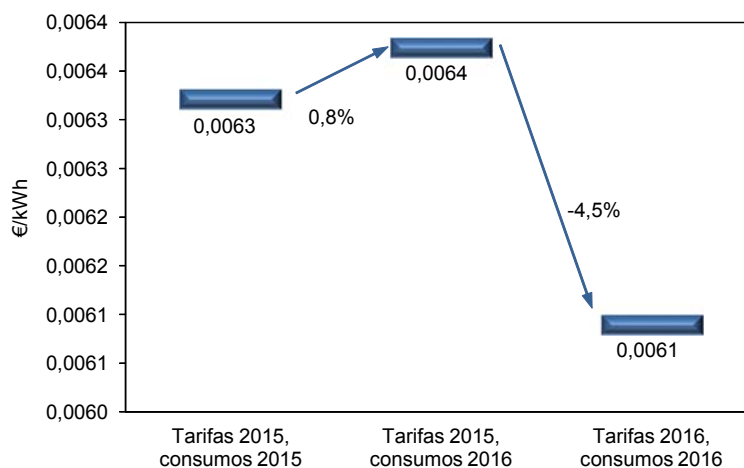
**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2016/2015**



Varição preço médio= 1,1%
Varição tarifária= 0,0%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um decréscimo do preço médio de 3,7%, devido à alteração da estrutura de consumos de 0,8% e à variação tarifária de -4,5%.

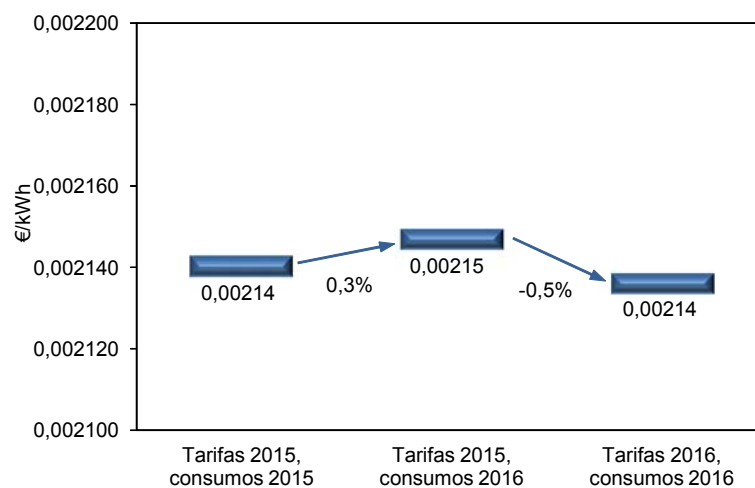
**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2016/2015**



Varição preço médio= -3,7%
Varição tarifária= -4,5%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um decréscimo de 0,2% no preço médio, devido à alteração da estrutura de consumos de 0,3% e à variação tarifária de -0,5%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2016/2015**

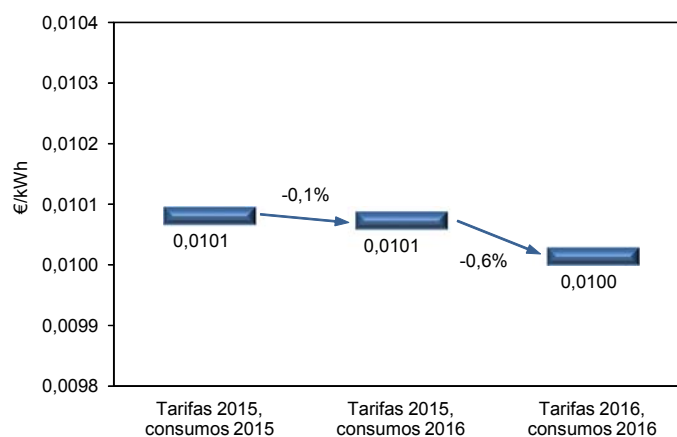


Variação preço médio= -0,2%

Variação tarifária= -0,5%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um decréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 0,1% e a variação tarifária por um decréscimo de 0,6%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um decréscimo de 0,7%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2016/2015**

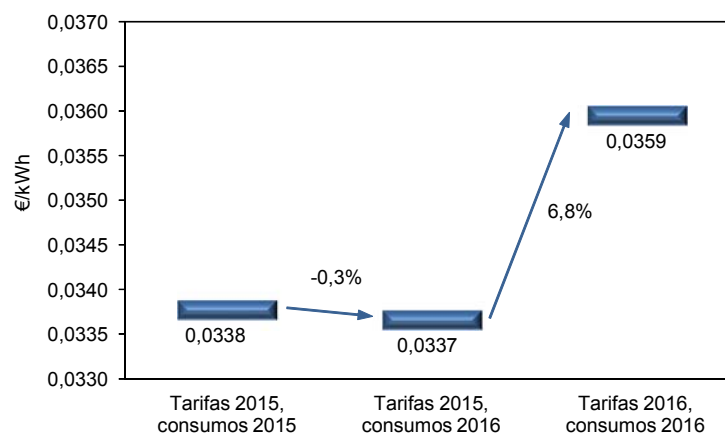


Variação preço médio= -0,7%

Variação tarifária= -0,6%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 6,4% no preço médio, resultante da alteração da estrutura de consumos de -0,3% e de uma variação tarifária de 6,8%.

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2016/2015**

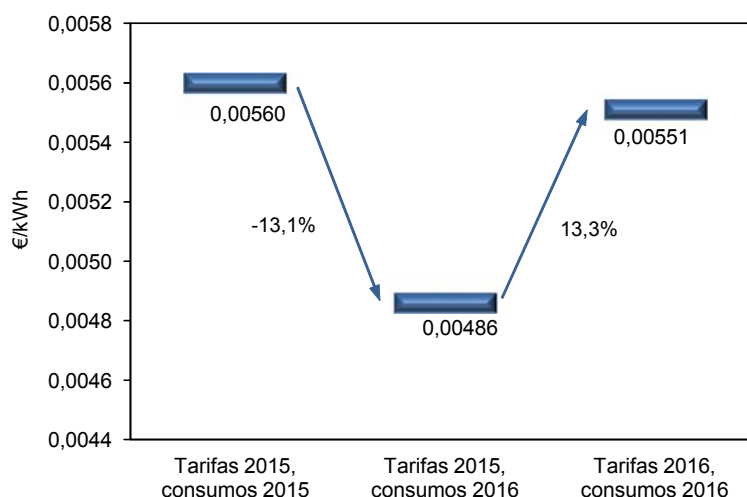


Varição preço médio= 6,4%

Varição tarifária= 6,8%

Na tarifa de Comercialização em BTN a diminuição no preço médio é de 1,6%, resultante da alteração da estrutura de consumos de -13,1% e de uma variação tarifária de 13,3%.

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2016/2015**



Variação preço médio= -1,6%

Variação tarifária= 13,3%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2016

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividades reguladas, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por atividade regulada no setor elétrico. A atividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002.

Os preços médios apresentados até 2016 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. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001³³ e entre 2002 e 2016.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade nos diversos períodos de regulação.

³³ Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002	2006	2007	2008	Variação 2008/2006	2009	2010	2011	Variação 2011/2009	2012	2013	2014	Variação 2014/2012	2015	2016	Variação 2016/2002
Energia	real	100	98	103	3%	100	96	101	103	3%	97	96	88	-9%	123	86	81	-34%	103	104	101	-2%	99	89	-11%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	127	125	1%	125	113	13%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	104	4%	101	113	144	43%	144	186	178	24%	172	206	222	29%	172	163	63%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	274	34%	216	207	107%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	97	77	70	-30%	78	72	148	90%	161	161	142	-12%	157	164	164	5%	152	149	49%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	200	203	8%	190	189	89%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	87	-13%	100	96	91	84	-16%	89	91	94	5%	98	98	85	-13%	95	100	98	3%	87	86	-14%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	123	122	7%	109	109	9%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	88	-12%	87	91	98	11%	89	99	91	2%	92	96	94	2%	91	96	-4%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	118	117	6%	115	122	22%
Uso Global do Sistema	real	100	85	87	-13%	100	131	138	192	92%	222	268	436	96%	49	473	676	1285%	654	638	705	8%	843	908	808%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	780	873	12%	1.058	1.155	1055%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	285	436	334	234%	267	238	71	-73%	219	126	133	-39%	141	146	146	3%	146	146	46%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	160	-39%	169	178	173	3%	564	573	473%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	165	254	240	140%	194	195	84	-57%	107	69	68	-36%	72	79	79	9%	79	79	-21%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	82	-36%	86	96	94	9%	129	578	478%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	139	106	87	-13%	78	97	107	37%	124	124	106	-14%	99	98	97	-2%	100	112	12%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	120	120	2%	126	143	43%

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

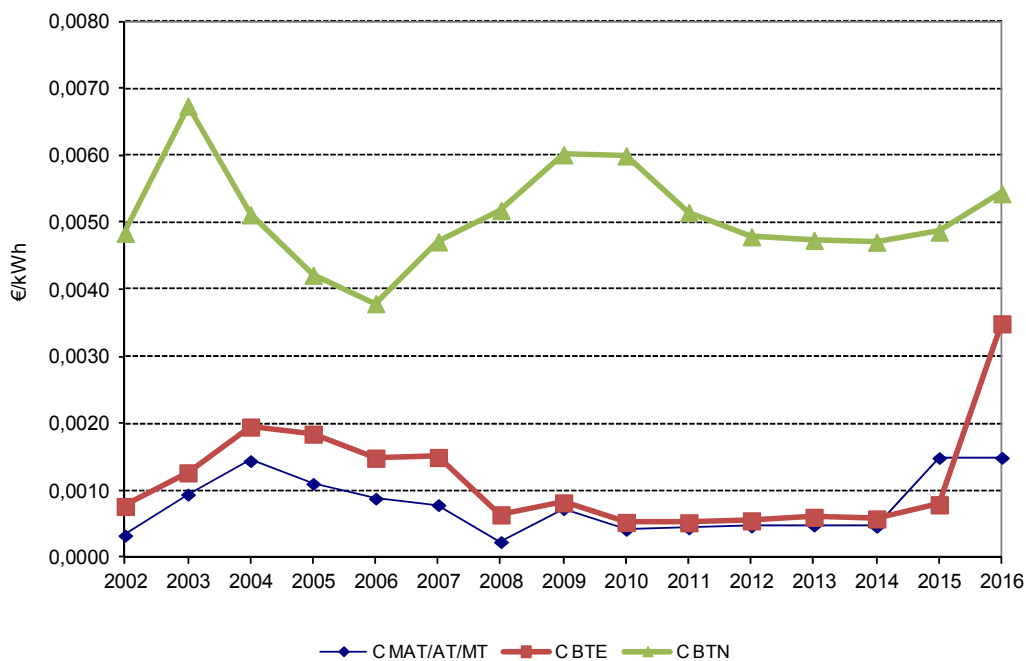
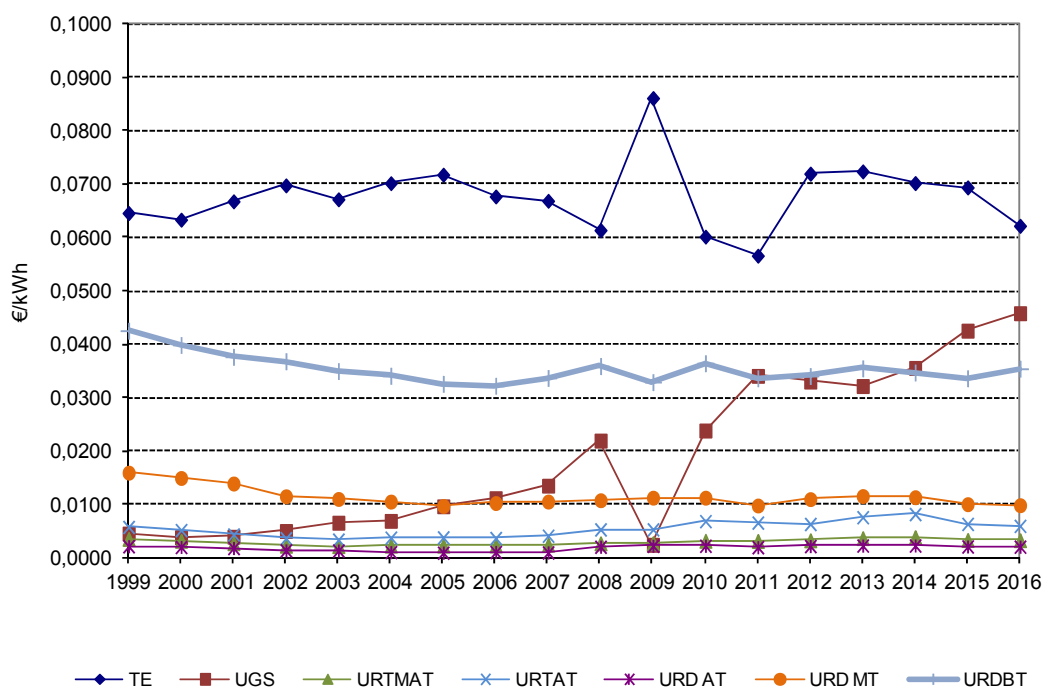
As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam um valor real inferior ao do primeiro ano de regulação, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores.

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 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, os CMEC, os défices de BT em 2006 e de BTN em 2007). 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, 2013, 2014, 2015 e 2016, 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.

As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2015.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade
(preços constantes de 2015)**



Legenda: TE - Tarifa de Energia; UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URTMAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URTAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URDAT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URDMT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URDBT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização 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 2015 E 2016

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 2015 e 2016. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O acréscimo de 5,6% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2015 e 2016, pode ser representado através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2014, no cálculo das tarifas de 2015, em que se considerou um preço médio de 0,0753 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016. Mantendo os preços das tarifas de 2015, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,6% no preço médio.

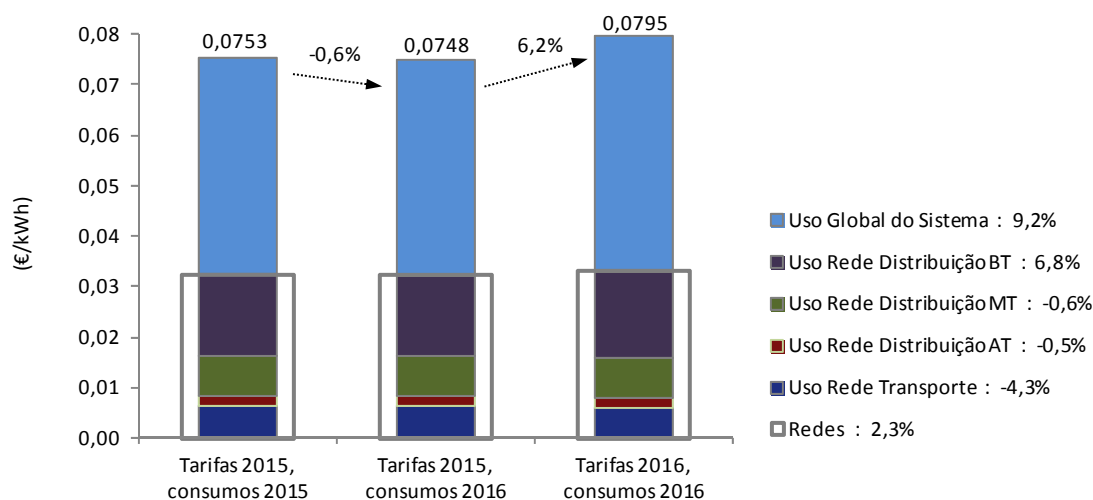
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2016 (0,0795 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 6,2% entre 2015 e 2016.

Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas 2015, consumo 2015	Tarifas 2015, consumo 2016	Tarifas 2016, consumo 2016
	(1)	(2)	(3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 358	3 371	3 581
Consumo (GWh)	44 617	45 054	45 054
Preço médio (EUR/kWh)	0,0753	0,0748	0,0795
Variação (%)		(2)/(1) = -0,6%	(3)/(2) = 6,2%

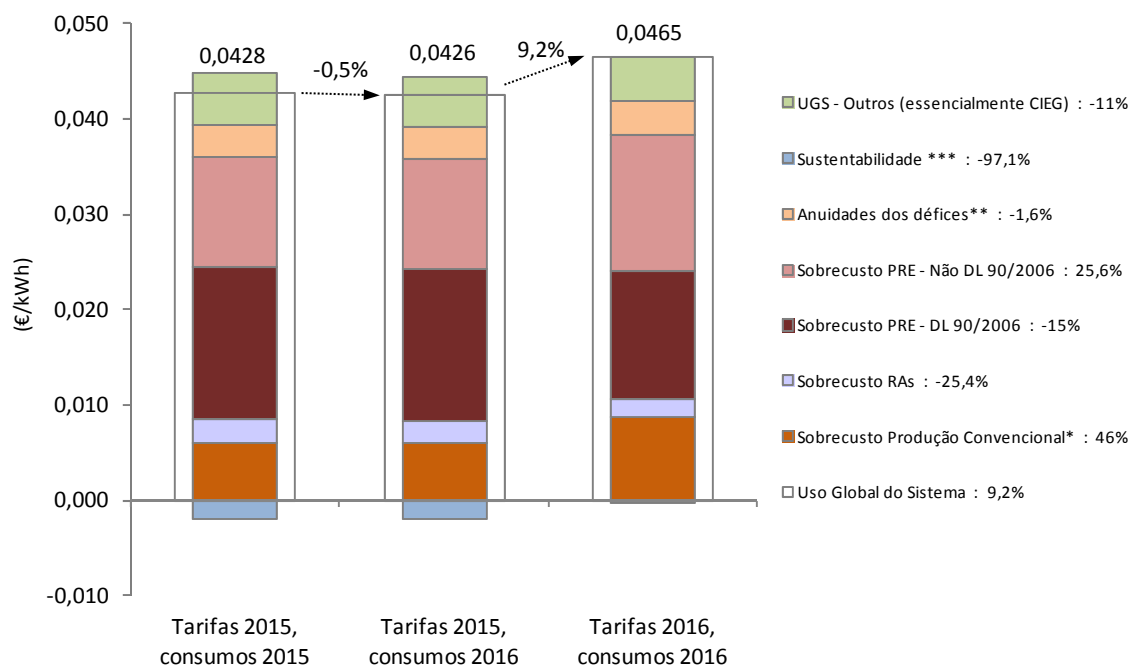
Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -4,3% para o Uso da Rede de Transporte, -0,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição MT, 6,8% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 9,2% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-10 - 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 da tarifa de Uso Global do Sistema, diferenciadas por componente.

Figura 7-11 - 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 dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao 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 sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2015 e 2016, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: 5,6% em MAT, AT, MT, e BTE e 6,6% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada do acesso.

Adicionalmente apresentam-se as variações da tarifa de Uso Global do Sistema, registando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verificam-se acréscimos de 6,5% em MAT, 8,2% em AT, 10,4% em MT, 8,5% em BTE e 9,0% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por componente.

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

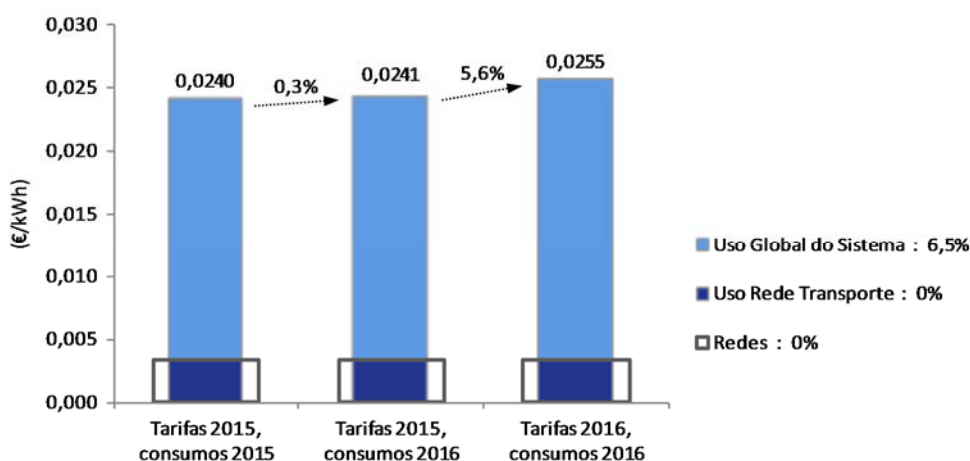


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

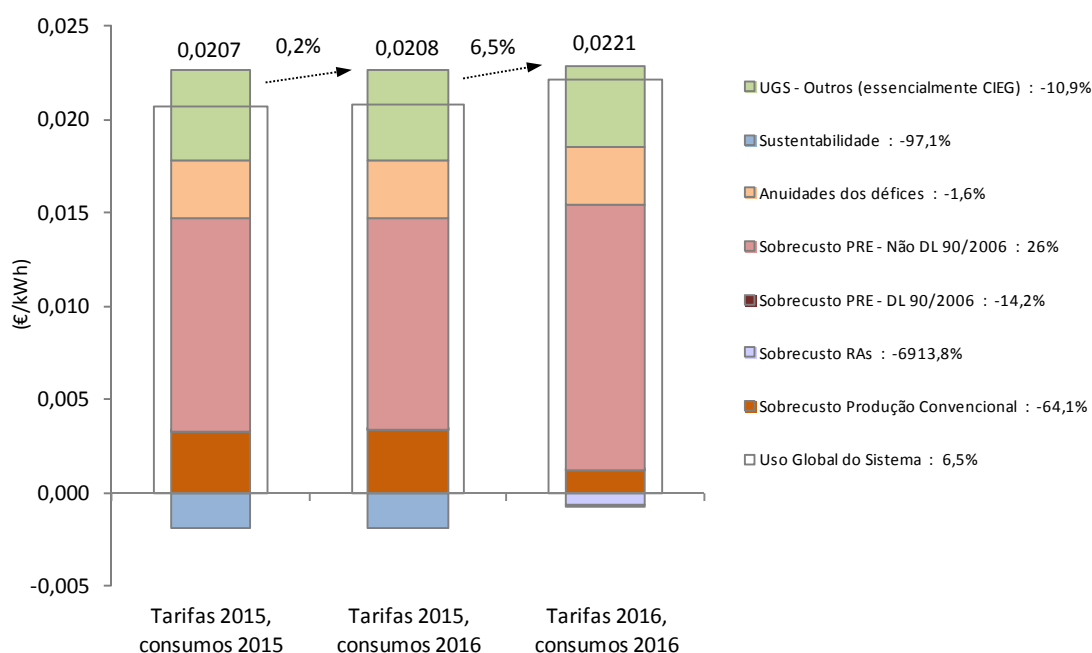


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

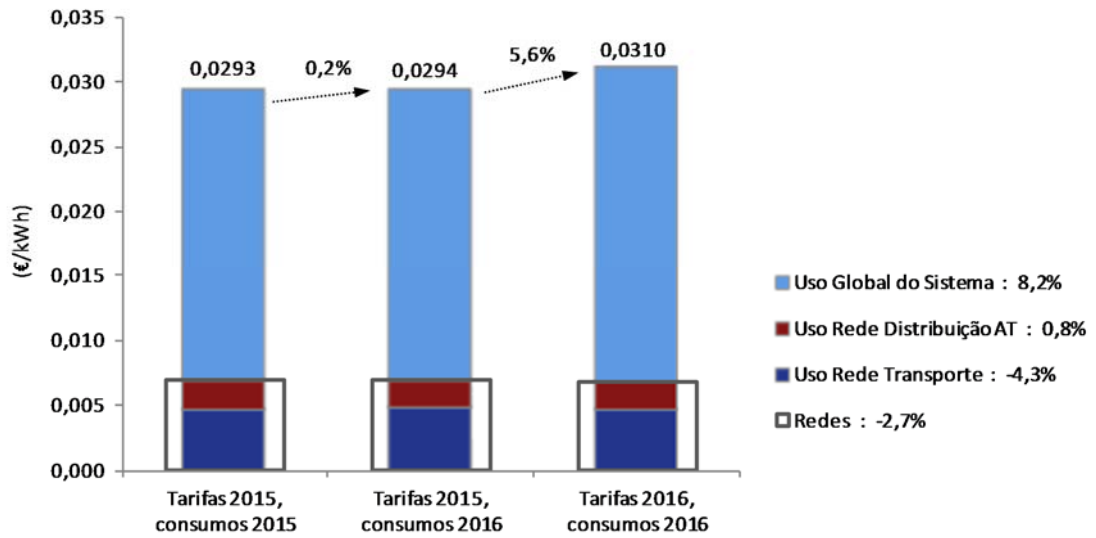


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

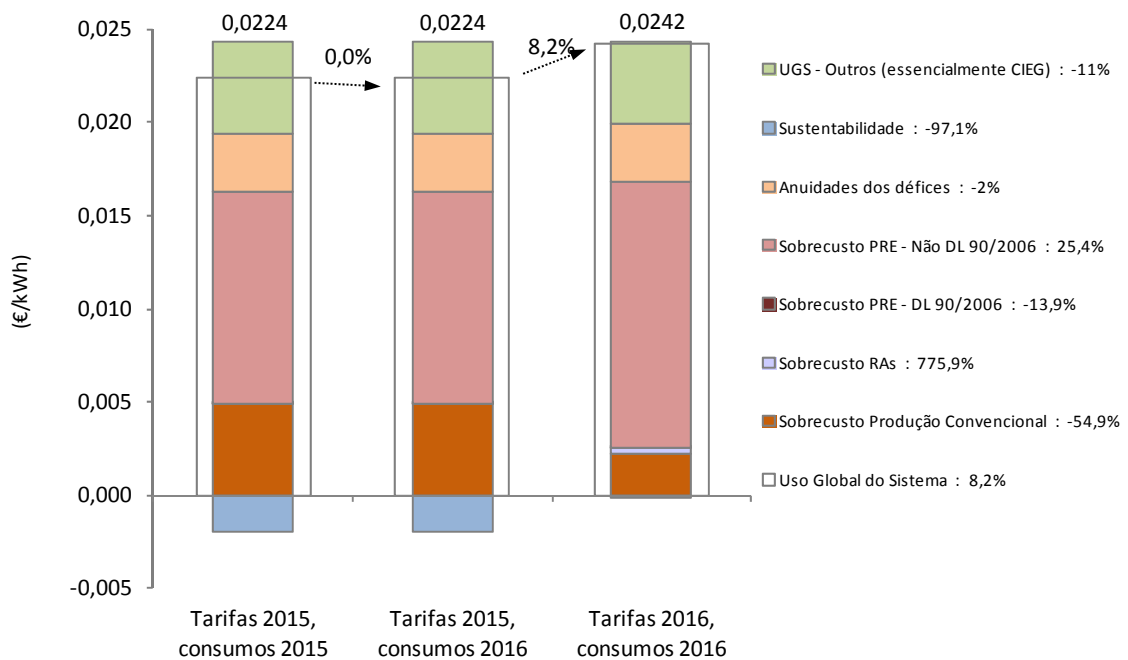


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

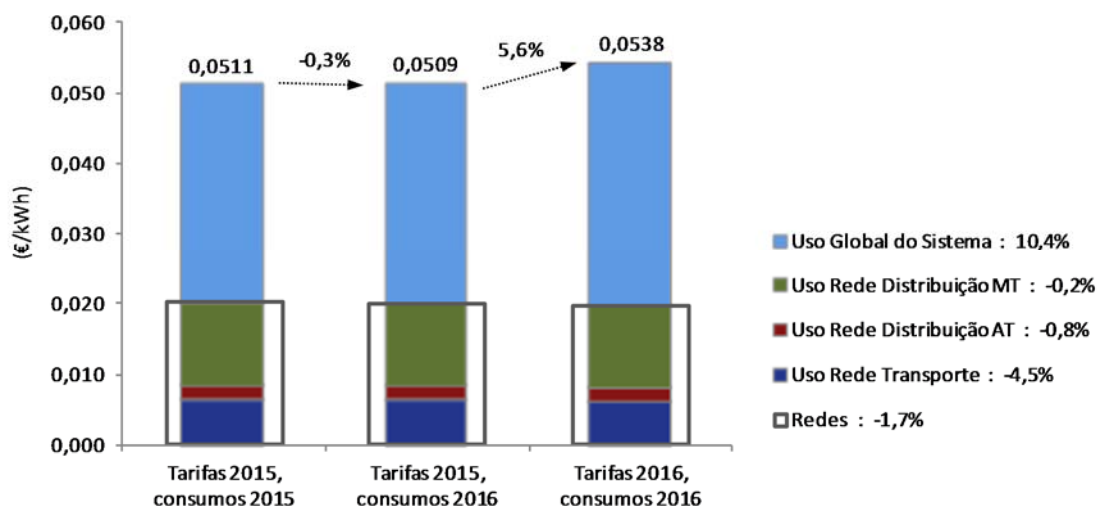


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

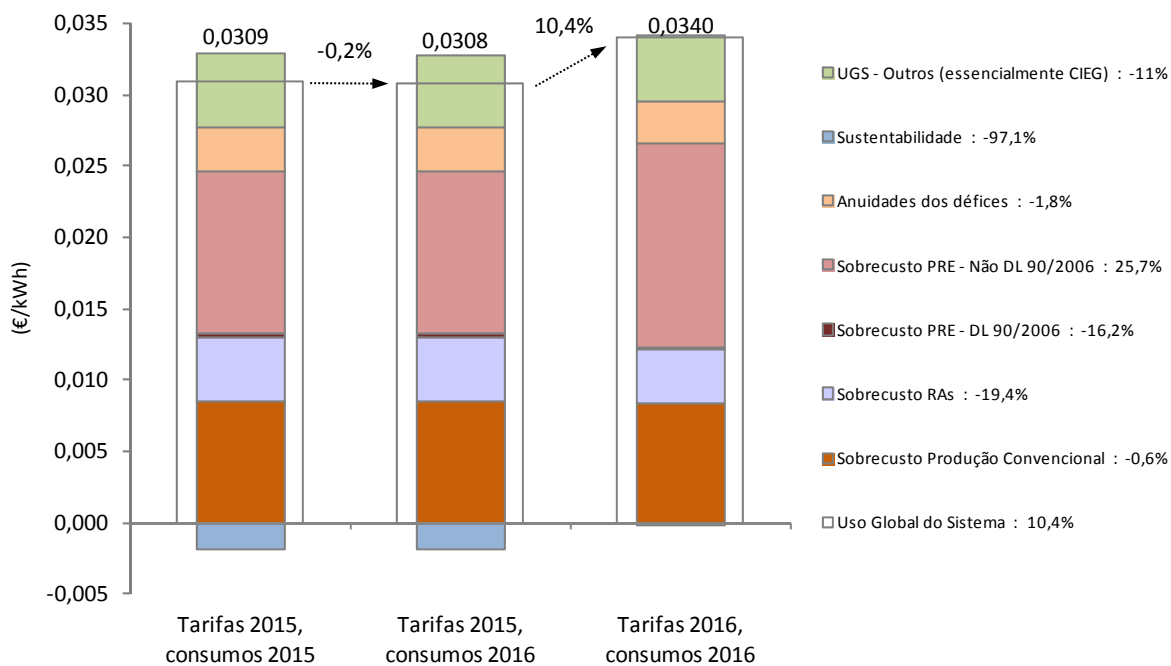


Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

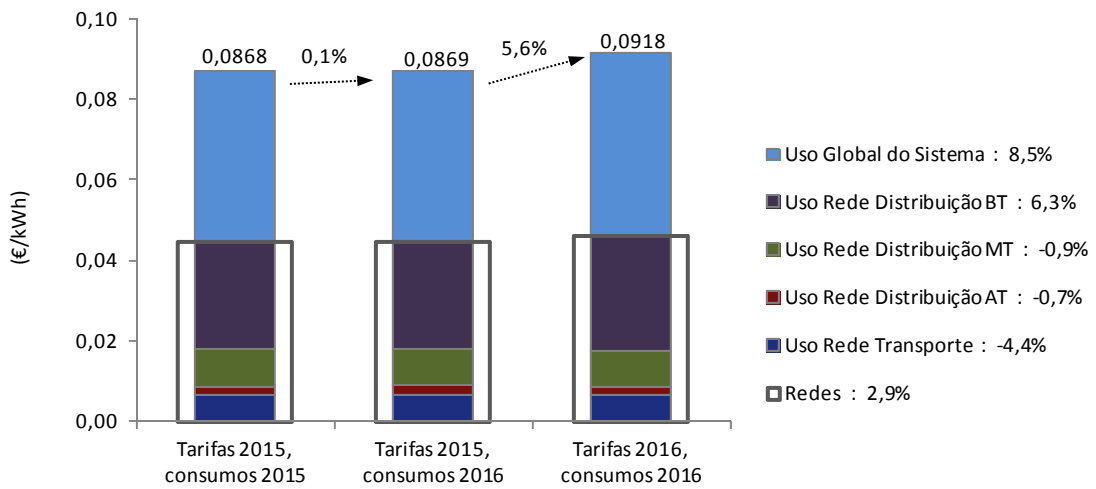


Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

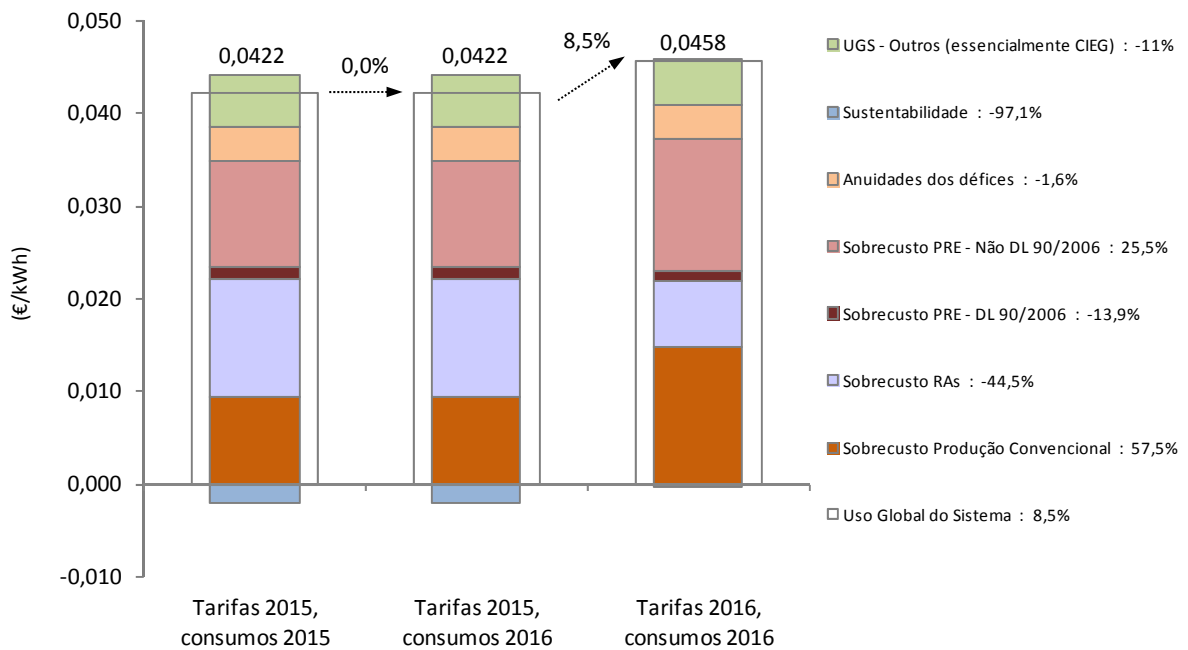


Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

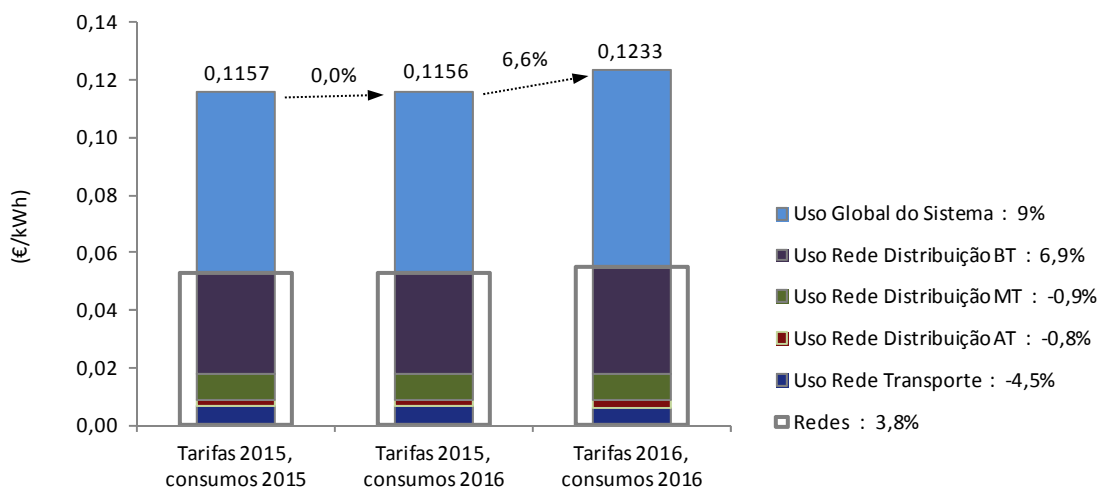
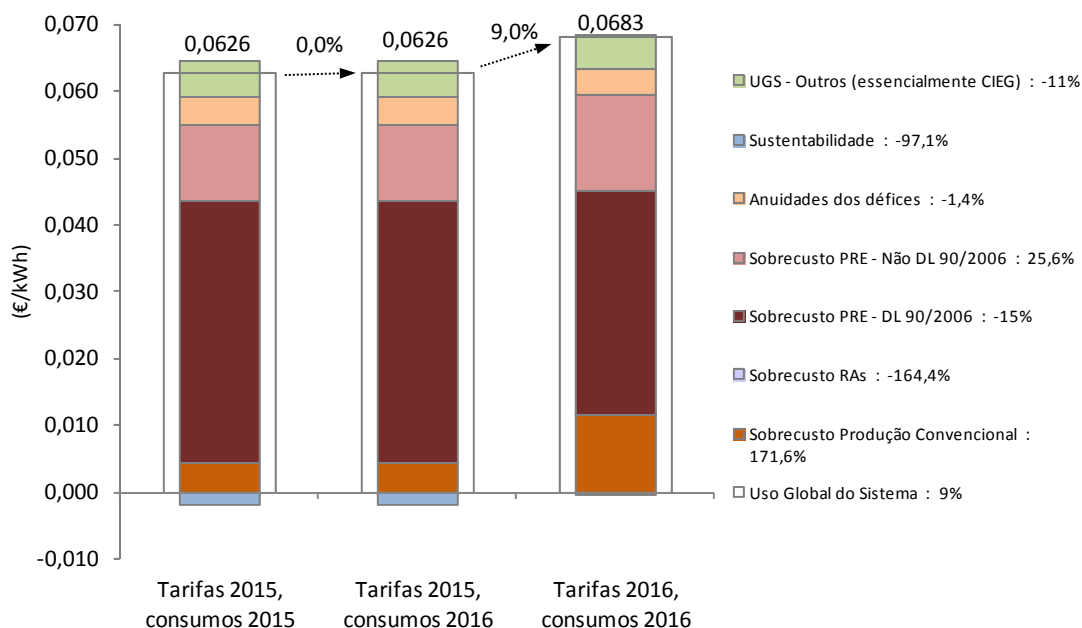


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2016

Na Figura 7-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016. Na Figura 7-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016, decomposto por atividade

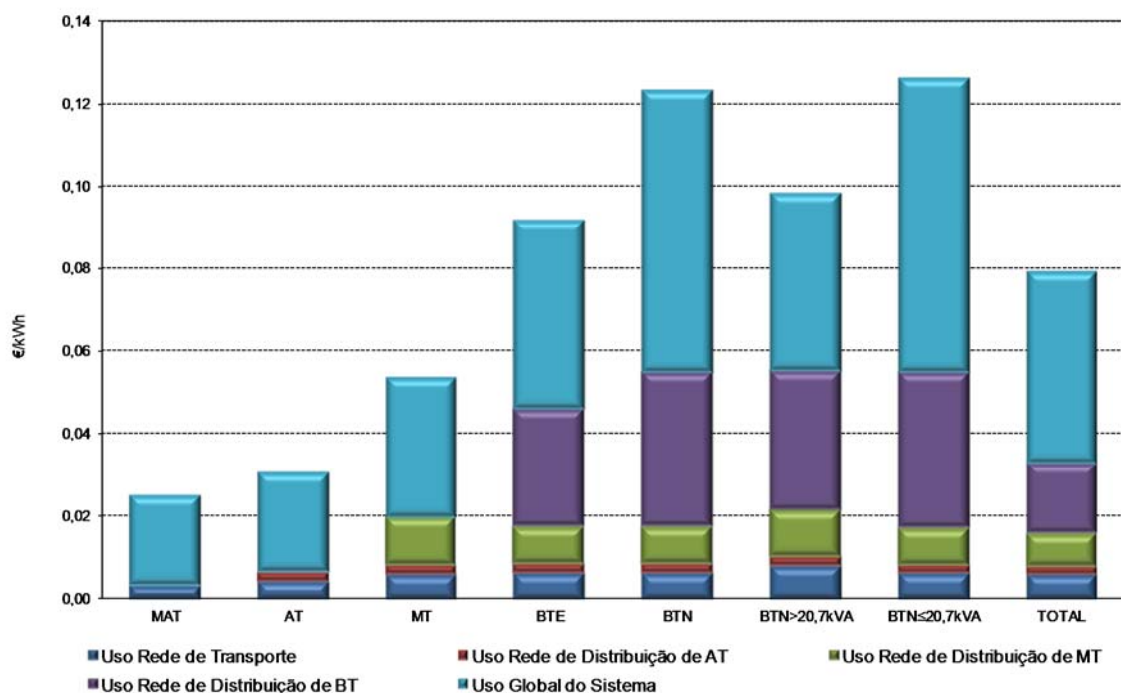
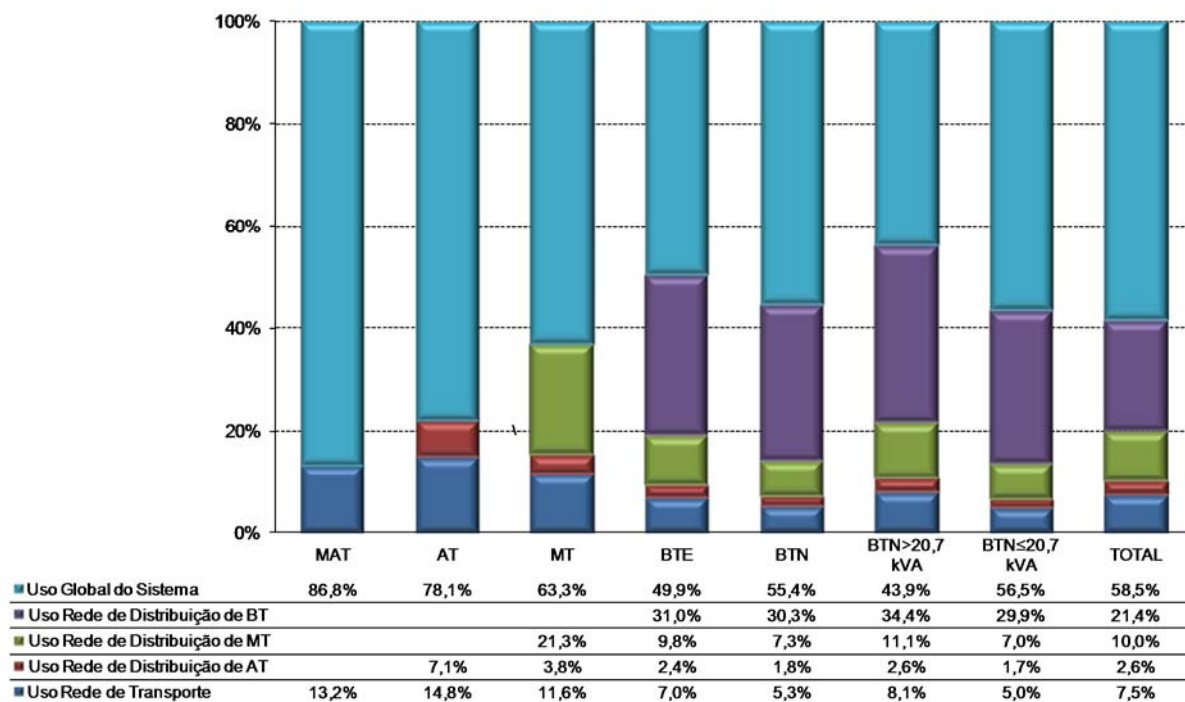


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016



Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas de Uso de Redes e Gestão do Sistema e 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, destacando-se, (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) os défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respetivamente, e o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

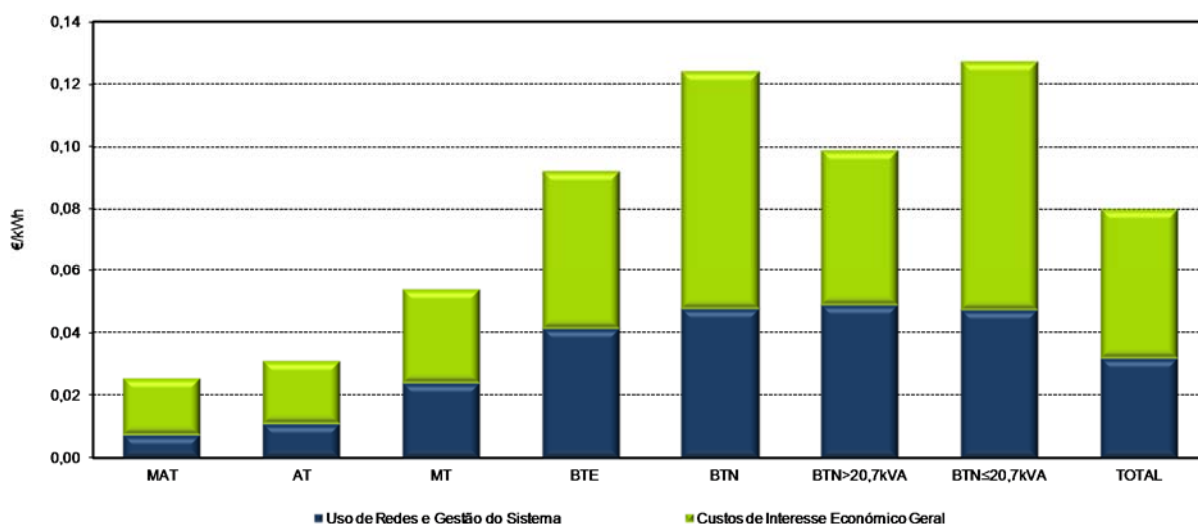
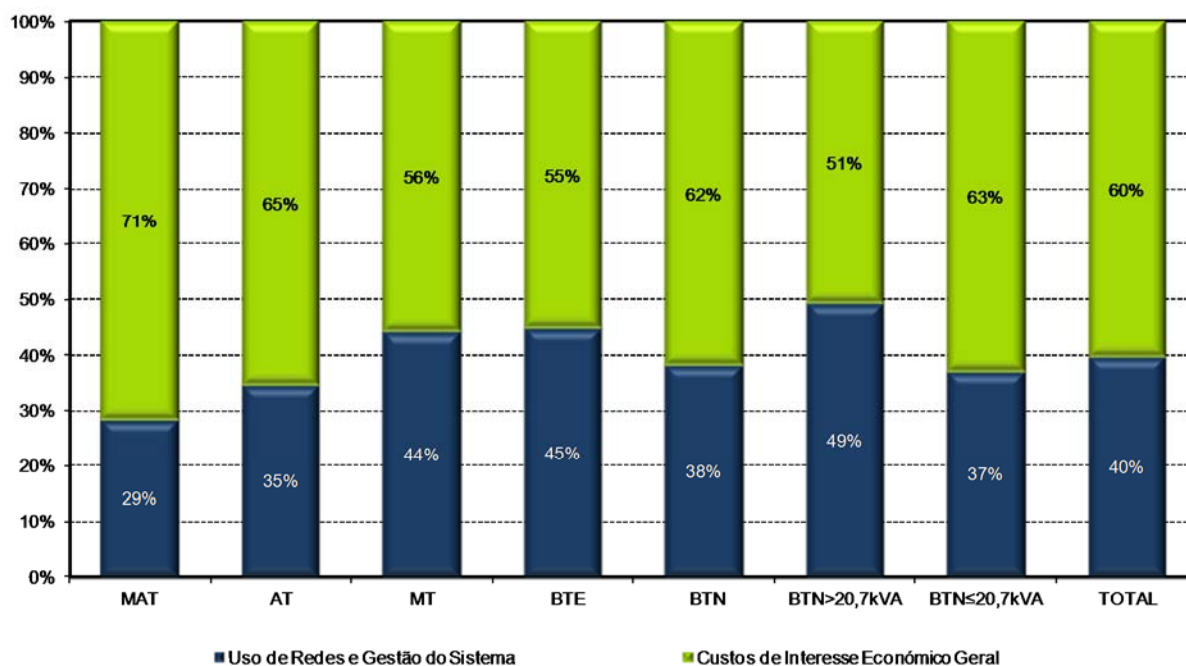


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



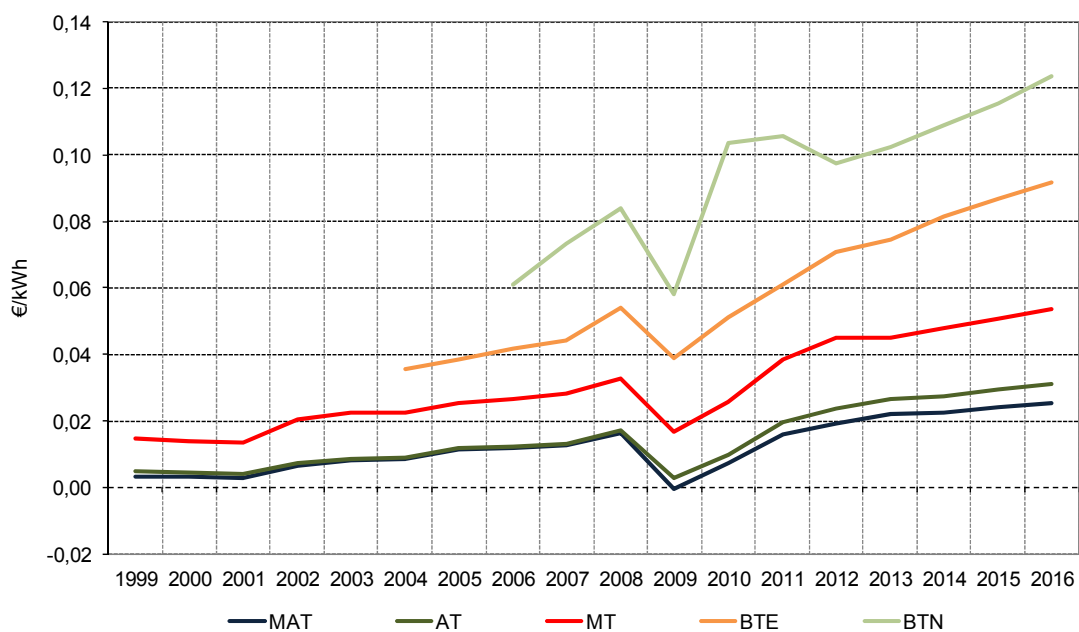
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2016

A Figura 7-26 e a Figura 7-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2016, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2015 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.

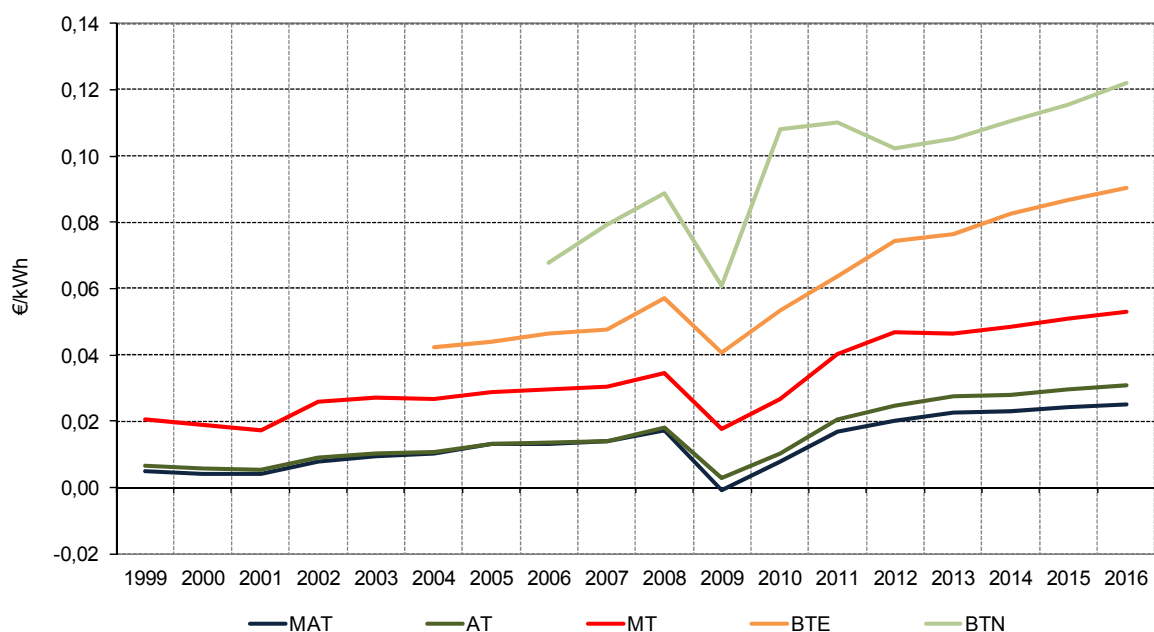
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 12,6%, 11,8%, 8,0%, 8,2% e 7,3%, respetivamente.

**Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços correntes)**



No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,5%, 5,8%, 6,5% e 6,0%, respetivamente, a preços constantes de 2015.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2015)**



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	Variação 2016/1999	
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	485	511	533	433%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	657%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	428	451	470	370%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	569%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	236	249	259	159%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	268%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	195	205	214	114%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	157%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	163	170	179	179	79%
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	202	102%

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 2015 E 2016

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 2015 e 2016. 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 redução de 1,0% no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2015 e 2016, pode ser representado através de três estados (Figura 7-28). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2014, no cálculo das tarifas de 2015, em que se considerou um preço médio de 0,1438 €/kWh.

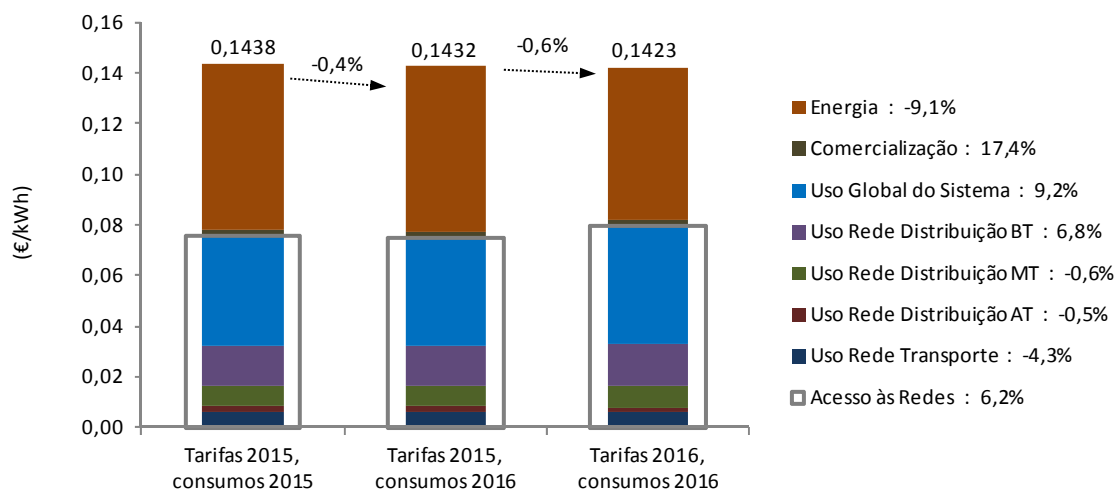
No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016. Mantendo os preços das tarifas de 2015, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais previsto para 2016 (0,1423 €/kWh), que resulta de uma redução tarifária de 0,6%.

Na Figura 7-28, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -4,3% para o Uso da Rede de Transporte, -0,5% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -0,6% para o Uso da Rede de Distribuição

MT, 6,8% para o Uso da Rede de Distribuição BT, 9,2% para o Uso Global do Sistema, 17,4% para a Comercialização e -9,1% para a Energia.

Figura 7-28 - 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 2015 e 2016, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: -4,7% em MAT, -4,2% em AT, -2,6% em MT, 0,5% em BTE e 1,0% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada.

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

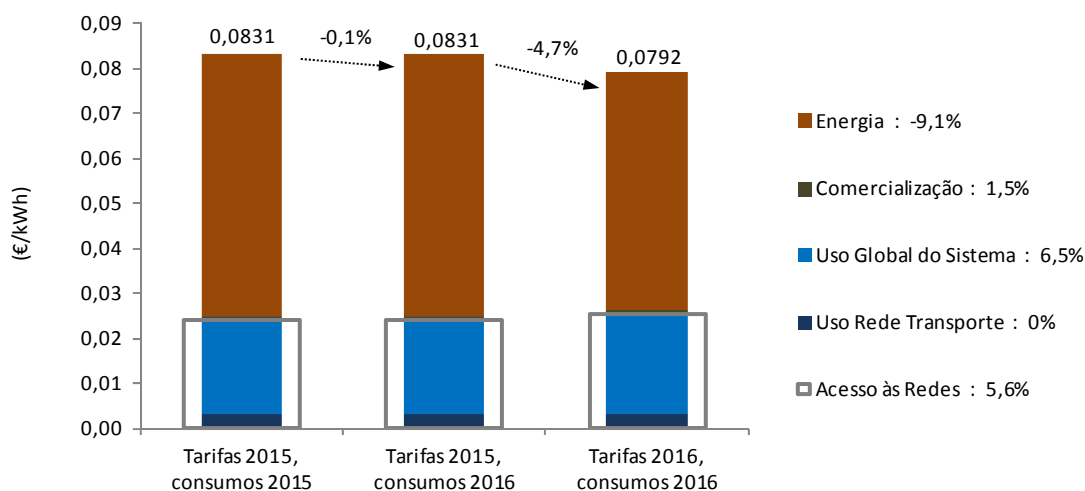


Figura 7-30 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT

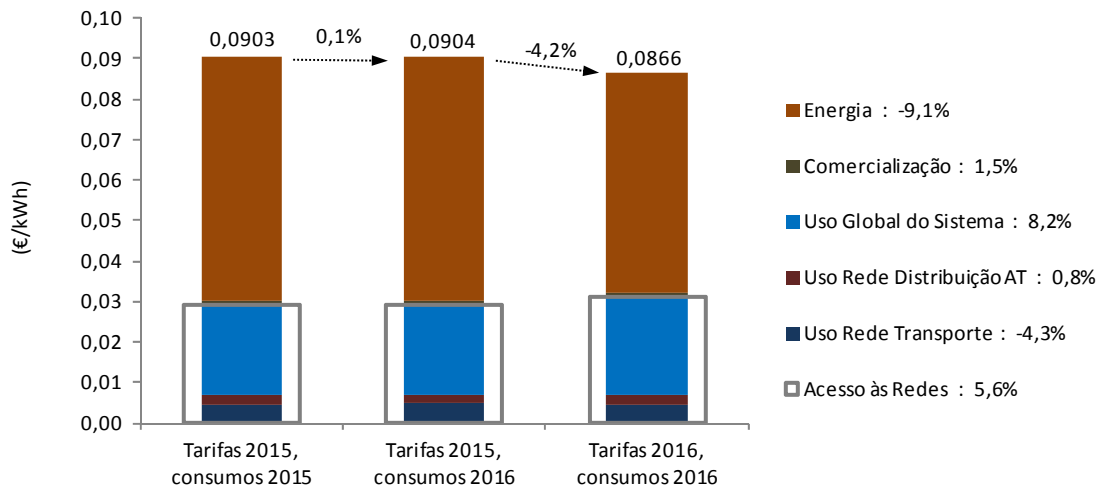


Figura 7-31 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT

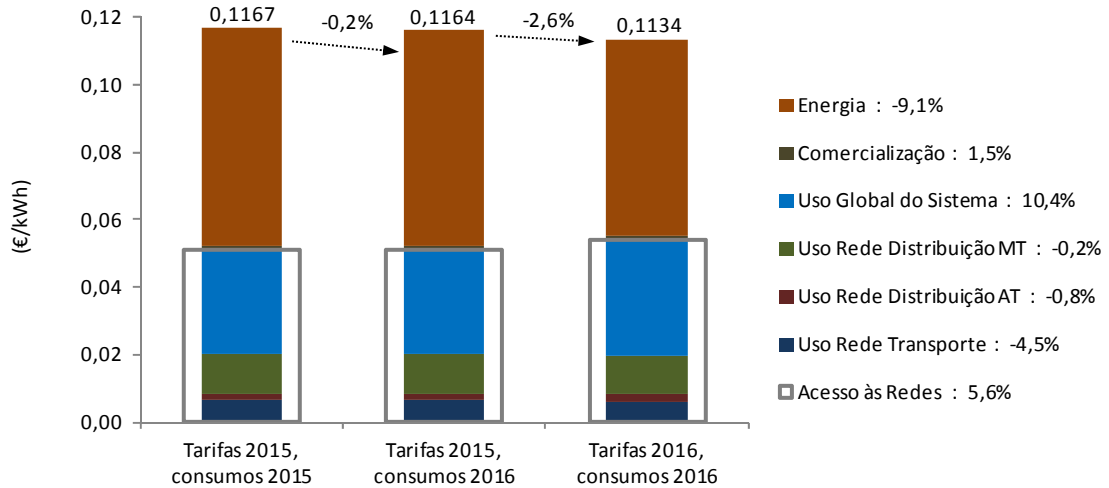


Figura 7-32 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE

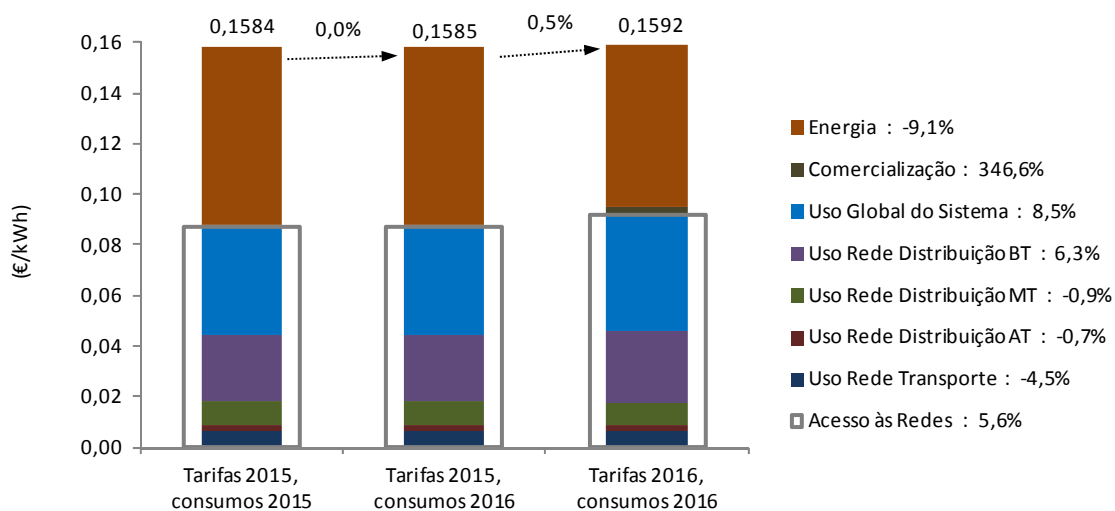
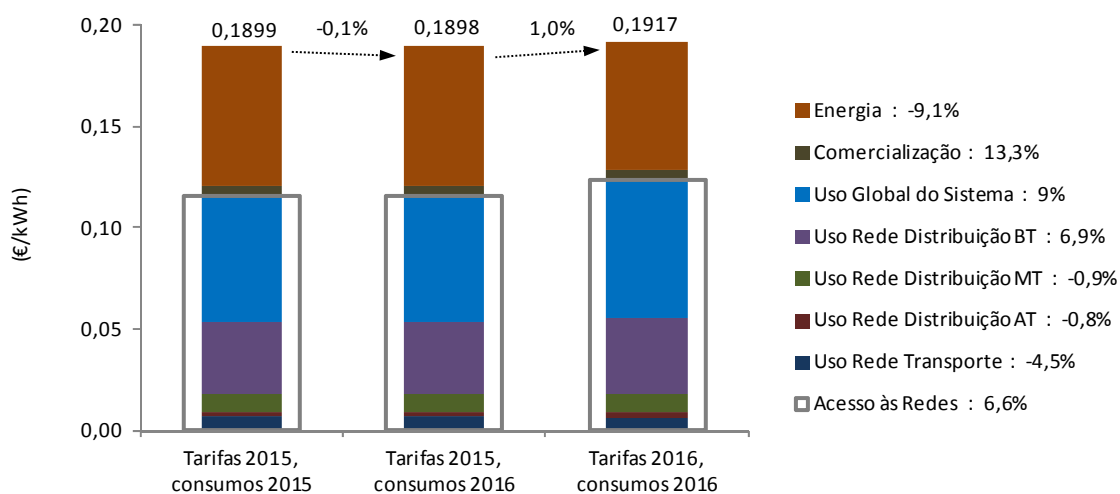


Figura 7-33 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2016

Na Figura 7-34, 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 2016. Na Figura 7-35 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-34 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016, decomposto por atividade

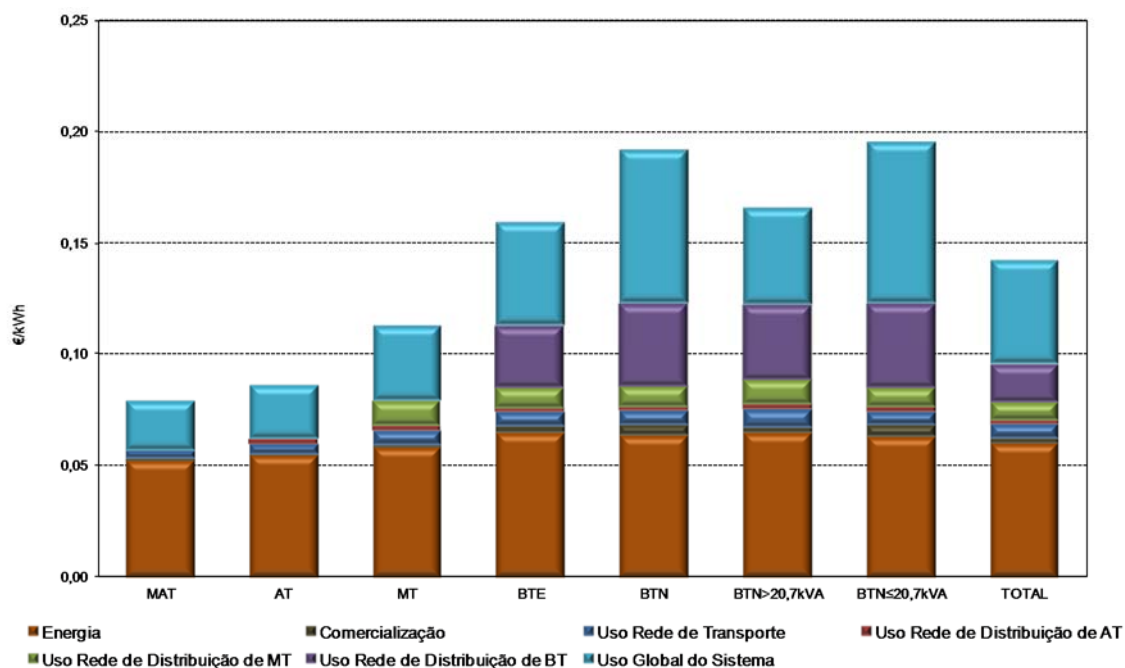
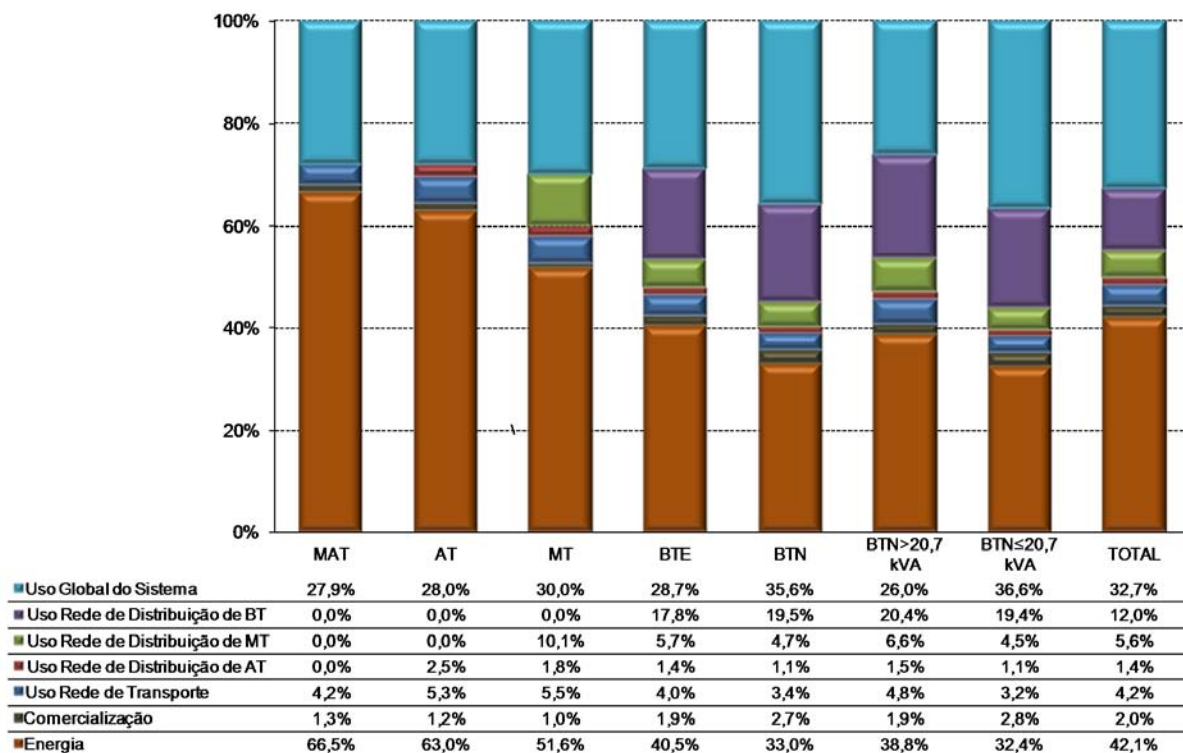


Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016



Na Figura 7-36 e na Figura 7-37, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais nas parcelas: de Energia e Comercialização, de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

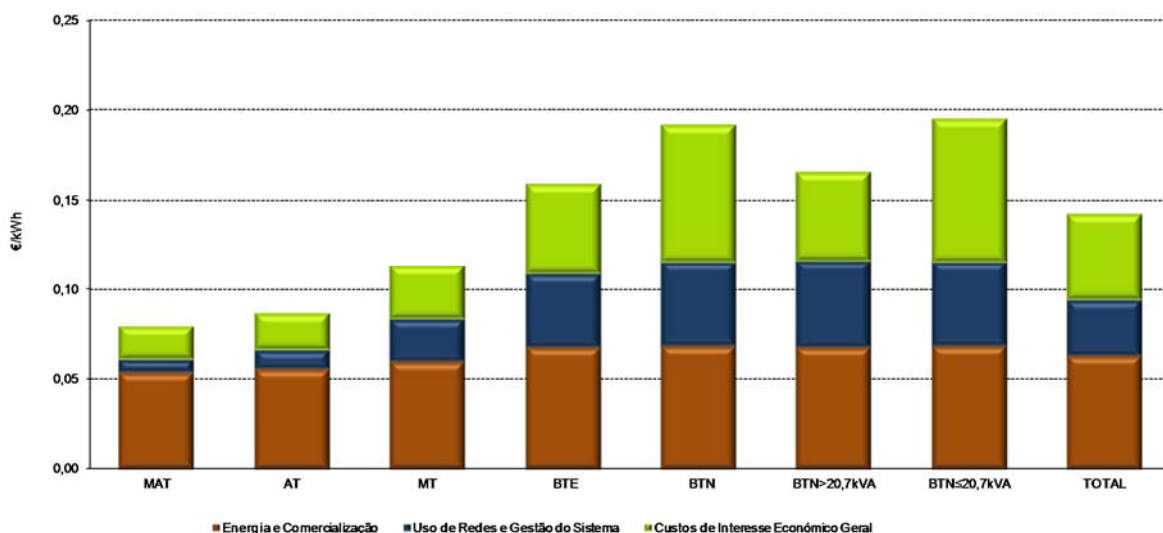
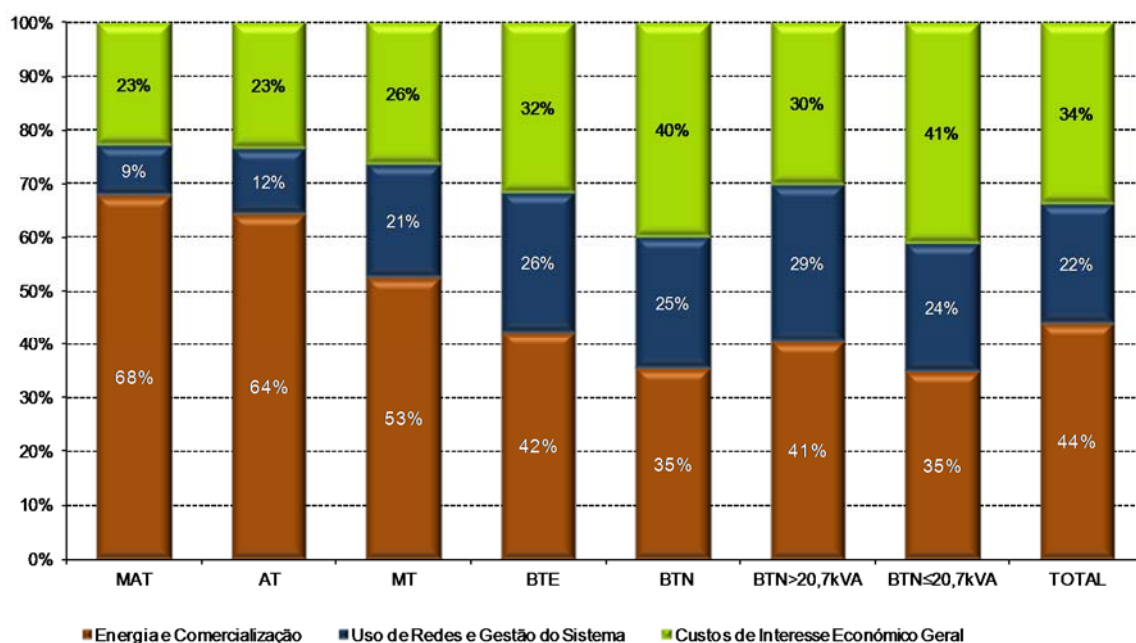


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2016 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

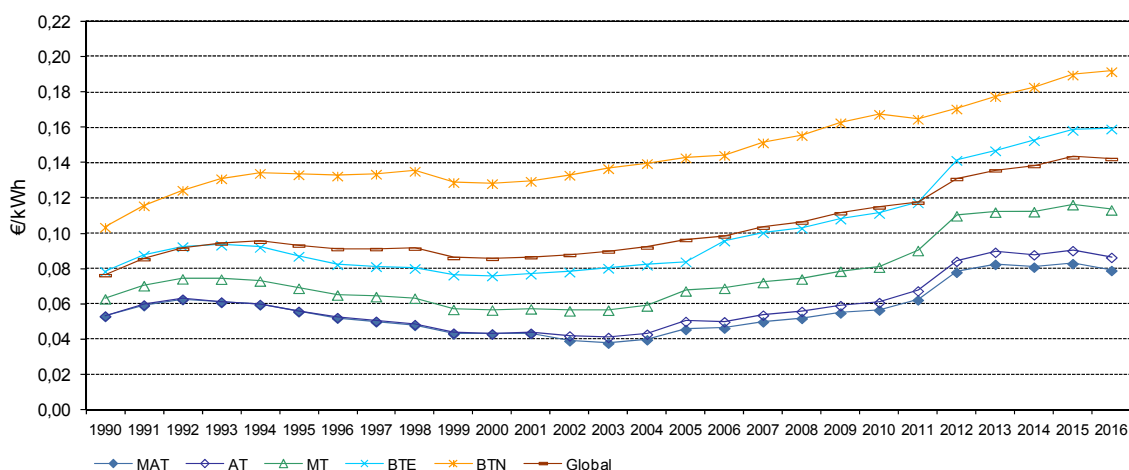


7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2016

A Figura 7-38 e a Figura 7-39 apresentam a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2016, 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 expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista para toda a procura de energia elétrica. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2016 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.

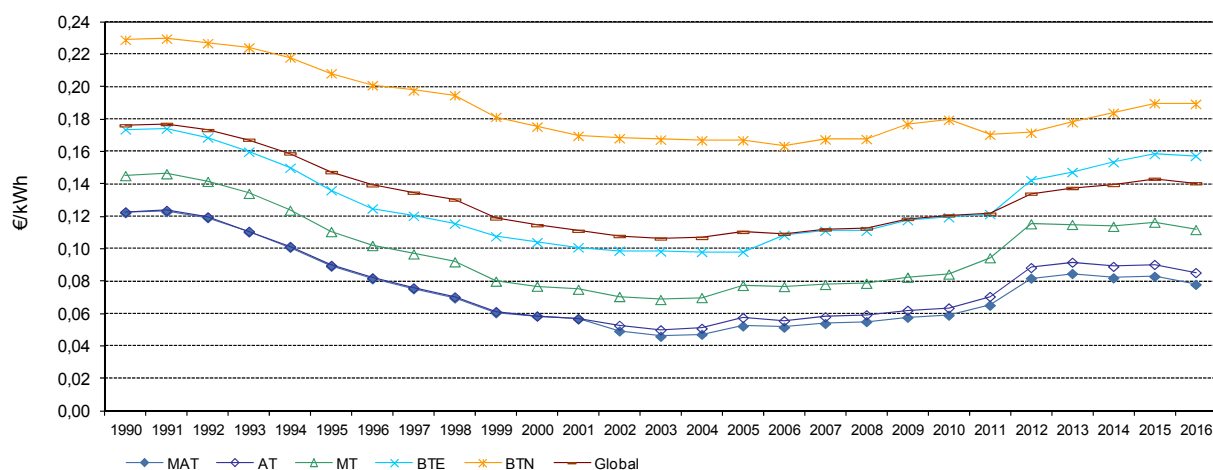
Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 inicia-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-38 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2015 (Figura 7-50), o preço médio global registou desde 1990 até 2016 uma redução média anual de 0,9%. Em 2016, o preço médio global é cerca de 80% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2016 são cerca de 64%, 70%, 77%, 91% e 83% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-39 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2015)



No Quadro 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 7-4 - Evolução 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	Variação 2016/1998	
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	112	12%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	65%
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	21%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	78%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	127	122	22%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	79%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	136	36%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	98%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	97	-3%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	42%
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	92	93	103	105	107	110	108	8%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	55%

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 2015 E 2016

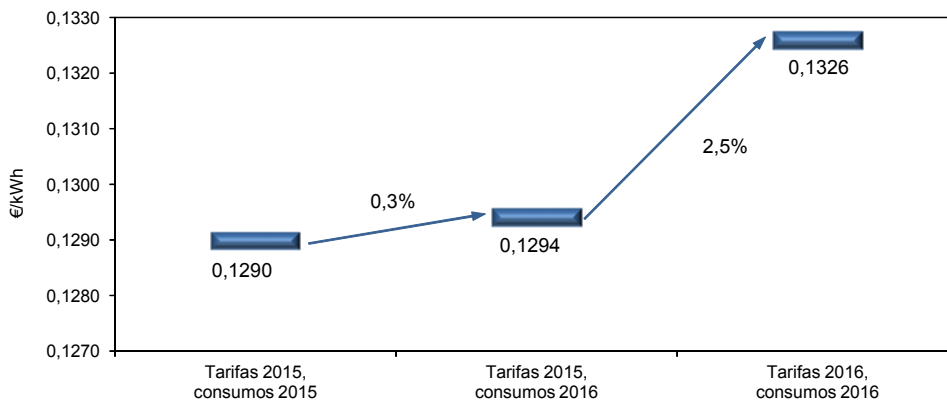
Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN, do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2015, publicadas em dezembro de 2014.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2015 aos consumos de 2016.
- Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2016.

Em seguida apresenta-se a evolução do preço médio entre 2015 e 2016, para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN (Figura 7-40 a Figura 7-44).

Conforme se ilustra na Figura 7-40, em 2016, verificar-se-á uma variação tarifária de 2,5% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, relativamente às tarifas de 2015, o que corresponde a uma variação de 2,8% no preço médio.

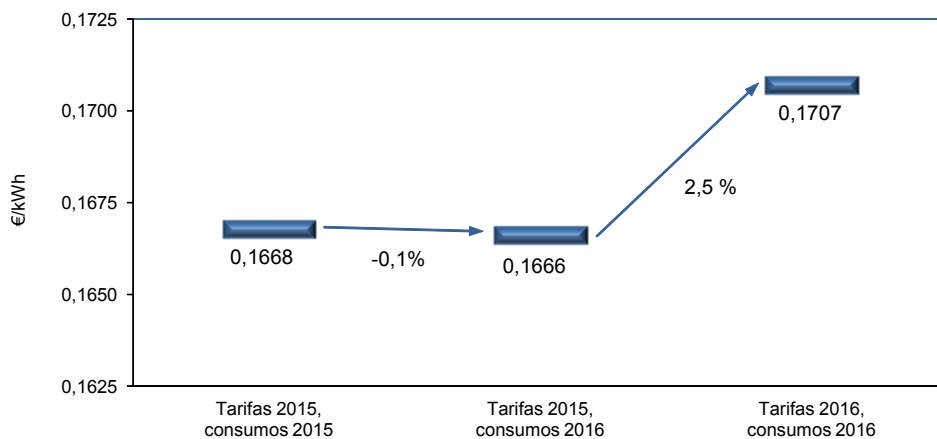
**Figura 7-40 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT
2016/2015**



Varição preço médio = 2,8%
 Variação tarifária = 2,5%

Conforme se ilustra na Figura 7-41, em 2016, verificar-se-á uma variação tarifária de 2,5% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE, relativamente às tarifas de 2015, o que corresponde a uma variação de 2,4% no preço médio.

**Figura 7-41 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE
2016/2015**



Varição preço médio = 2,4%
 Variação tarifária = 2,5%

Conforme se ilustra no Quadro 7-5 e na Figura 7-42, em 2016, verificar-se-á um acréscimo tarifário de 2,5% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, relativamente às tarifas de 2015, o que corresponde a uma variação de -3,9% no preço médio.

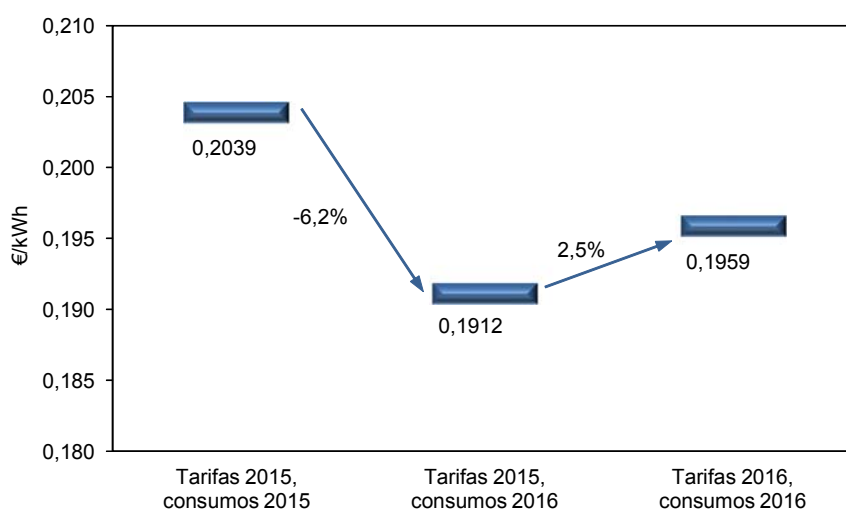
O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em 2014 para vigorar em 2015, em que com proveitos permitidos de 876 milhões de euros e com consumos de 4,3 TWh corresponde o preço médio de 0,2039 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2016. Mantendo os preços das tarifas de 2015, a evolução da estrutura de consumos origina uma diminuição de 6,2% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2015, 0,1959 €/kWh, o que corresponde a uma variação tarifária de 2,5%.

**Quadro 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2016/2015**

Estado e características	Tarifas 2015, consumos 2015 (1)	Tarifas 2015, consumos 2016 (2)	Tarifas 2016, consumos 2016 (3)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	876	539	553
Consumo (GWh)	4 296	2 821	2 821
Preço médio (€/kWh)	0,2039	0,1912	0,1959
Variação (%)		(2)/(1) = -6,2%	(3)/(2) = 2,5%

**Figura 7-42 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2016/2015**



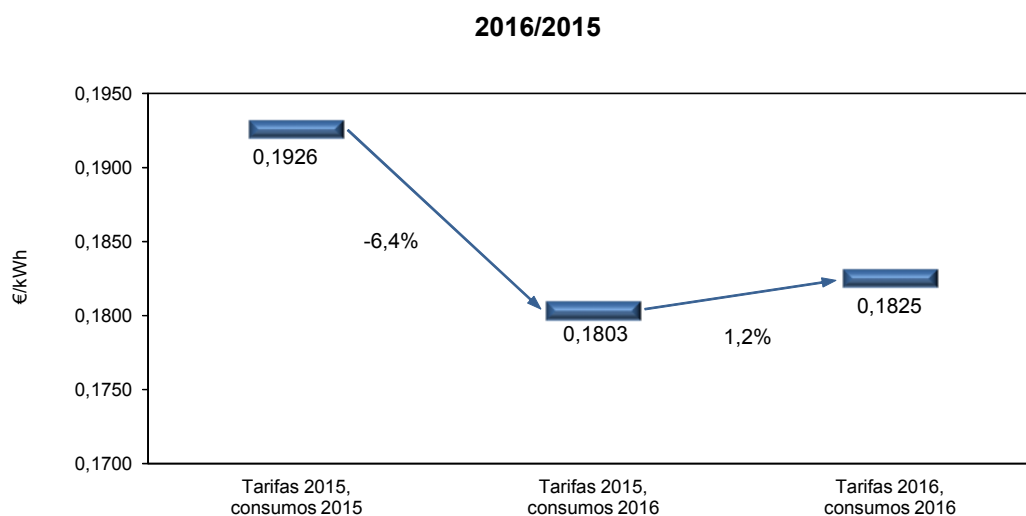
Variação preço médio = -3,9%

Variação tarifária = 2,5%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2015 e 2016, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-43 e Figura 7-44).

Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 1,2% e para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 2,6%.

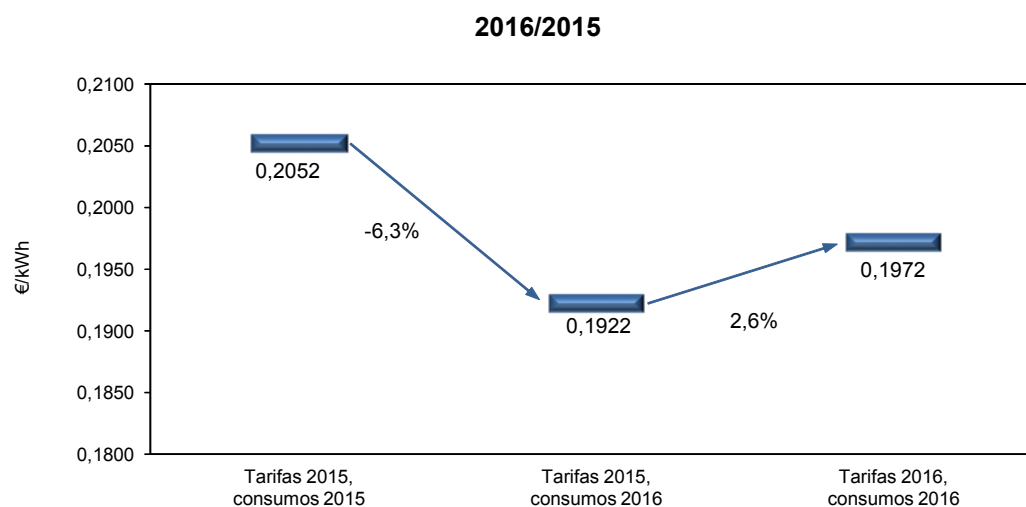
Figura 7-43 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)



Variação preço médio = -5,2%

Variação tarifária = 1,2%

Figura 7-44 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA)



Variação preço médio = -3,9%

Variação tarifária = 2,6%

7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2016

Na Figura 7-45 e na Figura 7-46 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. 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. 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.

Figura 7-45 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016

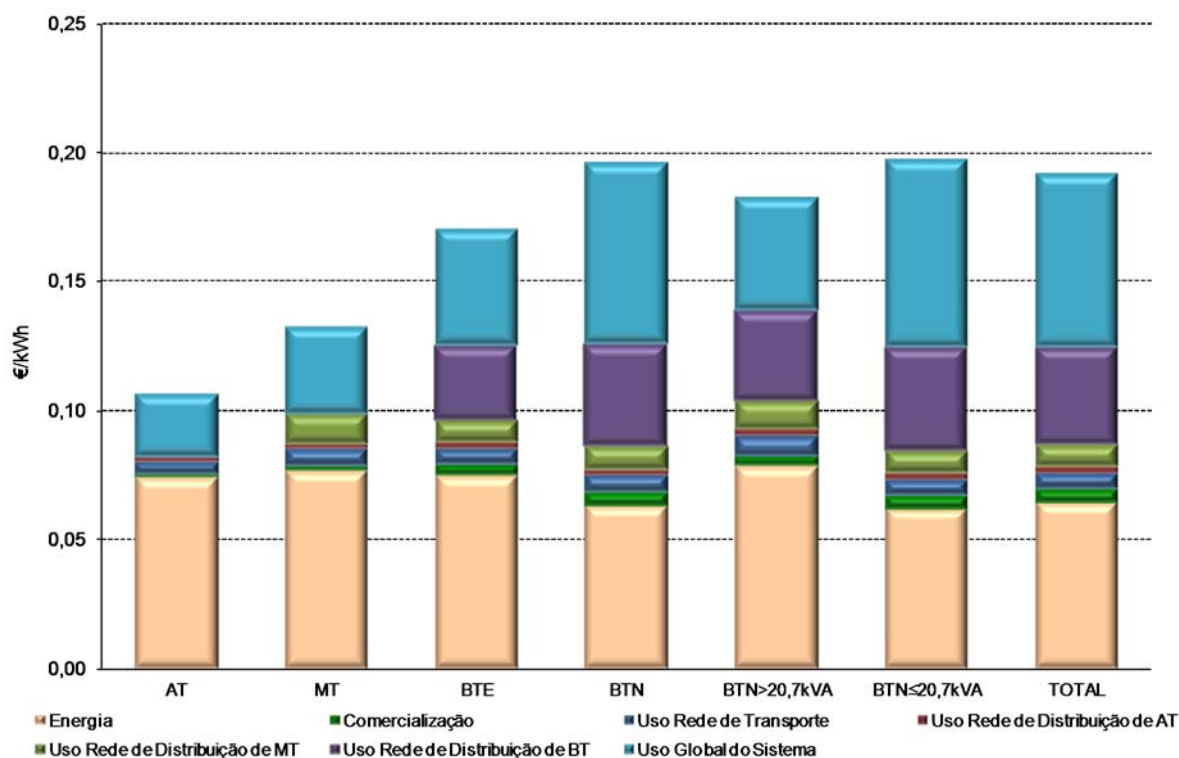
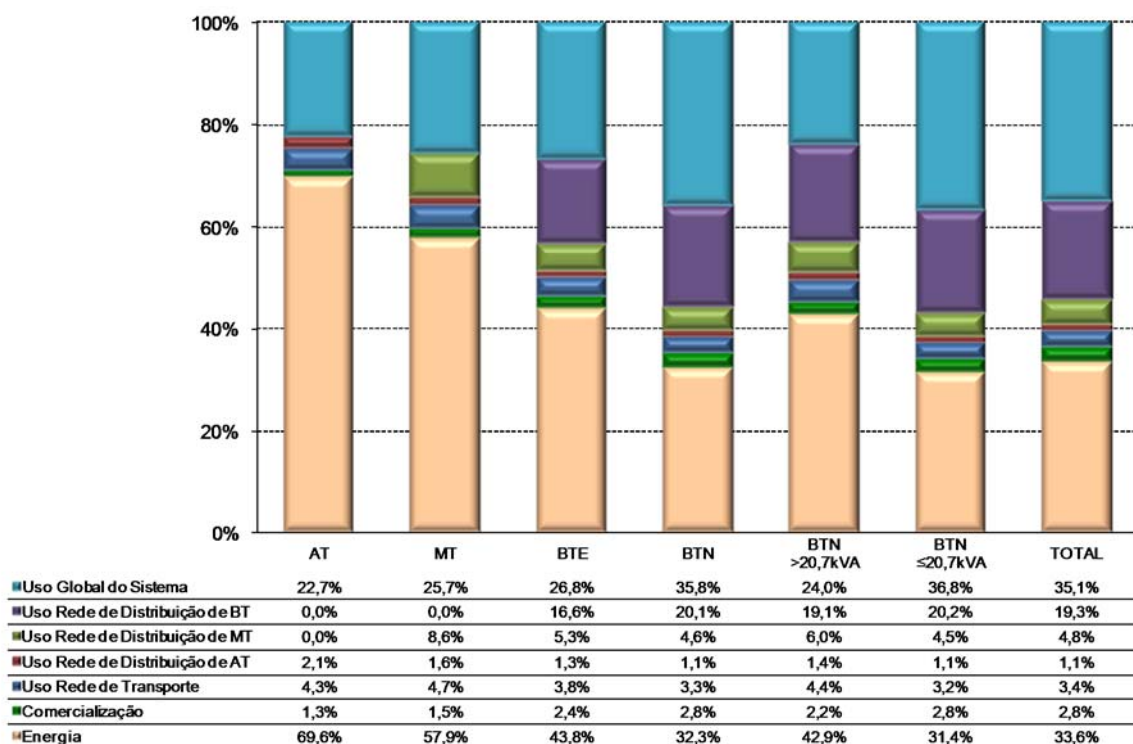


Figura 7-46 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016



Na Figura 7-47 e na Figura 7-48, 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: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-47 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral

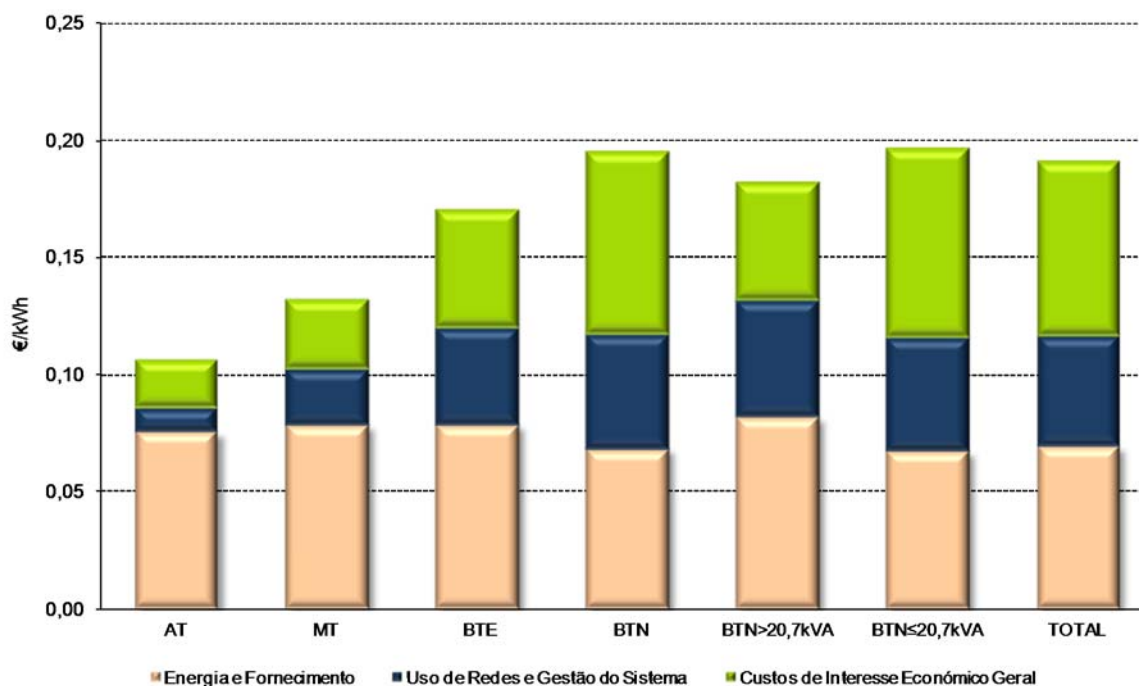
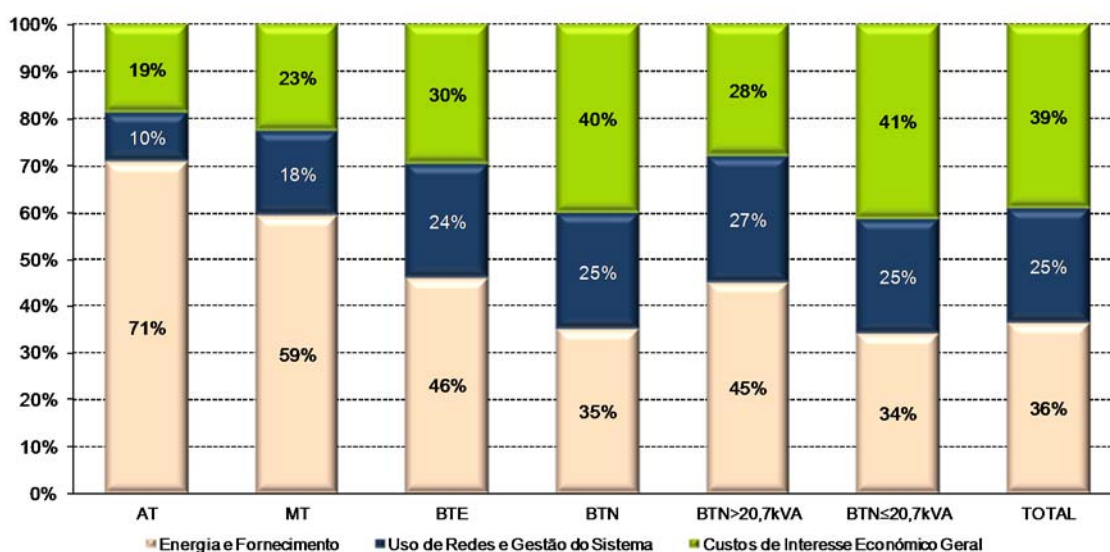


Figura 7-48 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2016, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2016

A Figura 7-49 e a Figura 7-50 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2016, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2016, 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.

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.

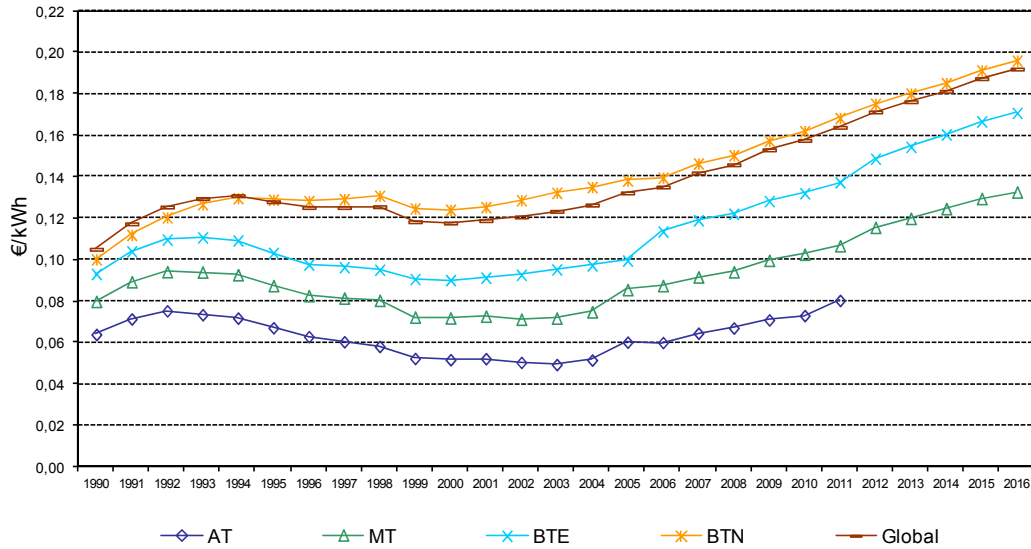
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

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.

Em 2012 os preços médios apresentados para MT e BTE são os das tarifas transitórias. Os preços médios apresentados para BTN em 2012 têm também uma parcela de tarifas transitórias (consumos em BTN para potências contratadas superiores a 6,9 kVA).

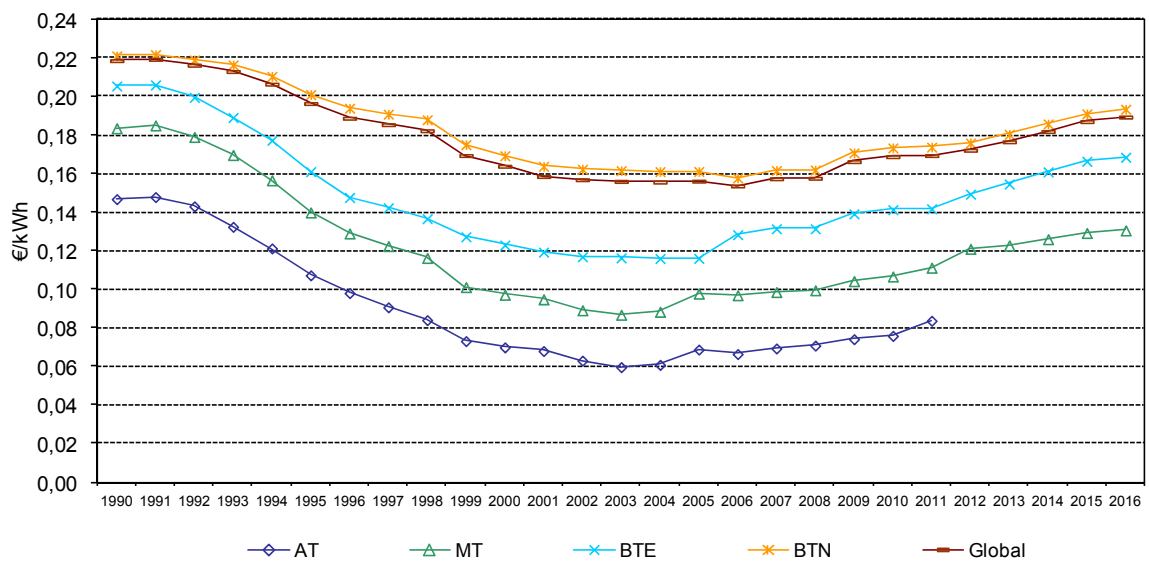
A partir de 2013 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2015 (Figura 7-50), o preço médio global registou desde 1990 até 2016 uma redução média anual de 0,6%. Em 2016, o preço médio global é cerca de 87% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2016 são cerca de 71%, 82% e 88% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2015)



Finalmente, no Quadro 7-6 apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 7-6 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variação 2016/1998*	
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	---	---	---	---	---	0%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	---	---	---	---	---	38%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	108	111	112	12%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	65%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	118	122	123	23%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	80%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	99	102	103	3%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	50%
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	93	93	94	97	100	103	104	4%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	53%

* Para AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

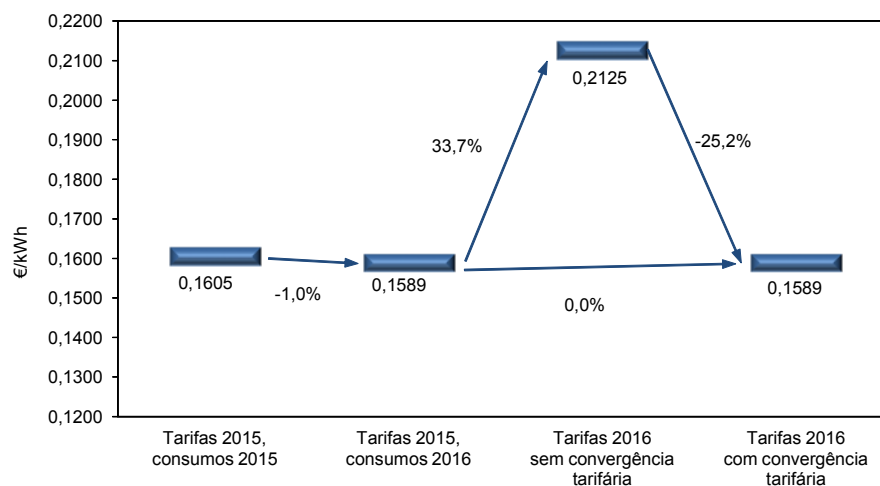
7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2015 E 2016

Em 2016, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 0,0%, relativamente a 2015, conforme se ilustra no Quadro 7-7 e na Figura 7-51.

Quadro 7-7 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2015, consumos 2015	Tarifas 2015, consumos 2016	Tarifas 2016 sem convergência tarifária	Tarifas 2016 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	113 413	113 476	151 755	113 489
Consumo (MWh)	706 810	714 028	714 028	714 028
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1605	(2) 0,1589	(3) 0,2125	(4) 0,1589
Varição (%)		(2)/(1) = -1,0%	(3)/(2) = 33,7%	(4)/(2) = 0,0%

Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Varição preço médio = -0,9%

Varição tarifária = 0,0%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

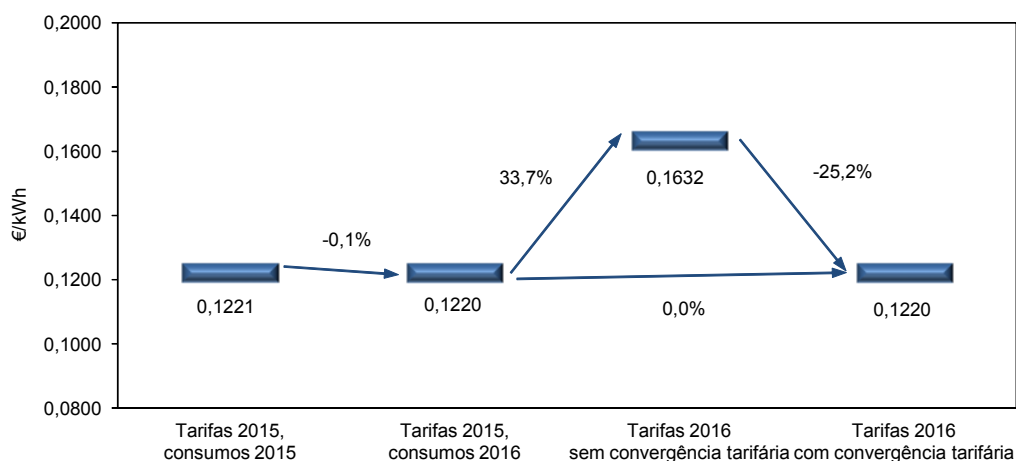
- Preço médio publicado em dezembro de 2014 para vigorar em 2015.

- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2015 aos consumos de 2016.
- Preço médio das tarifas, em 2016, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2016, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2015 e 2016 é determinada a partir do preço médio previsto para 2016 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2015 aos consumos previstos para 2016.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2015 e 2016 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-52 a Figura 7-55). Ocorrem variações de 0,0% em MT e em BTE, -1,0% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 0,1% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

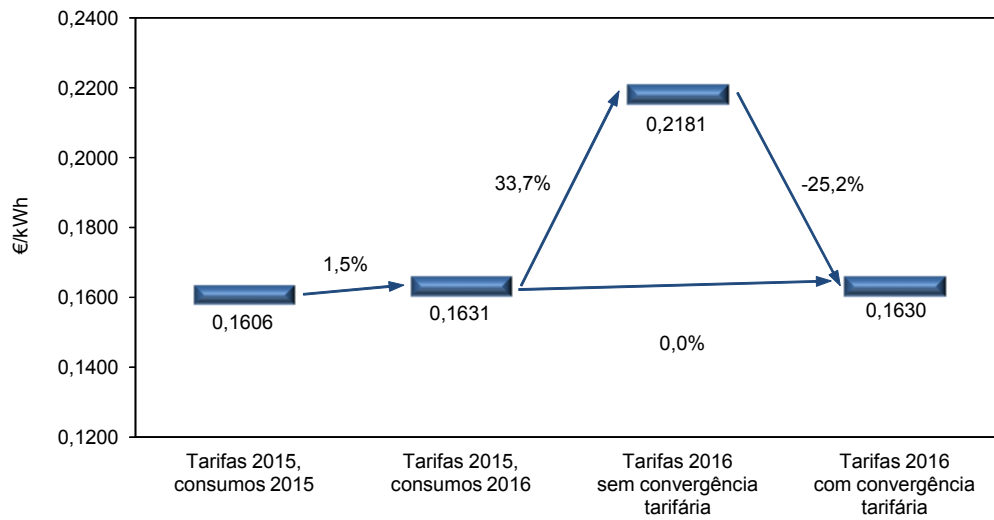
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = -0,1%

Variação tarifária = 0,0%

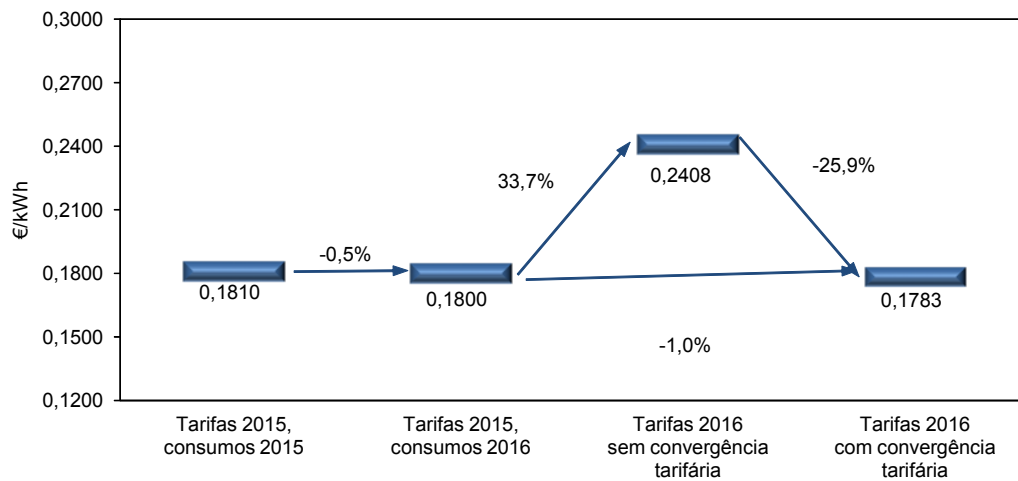
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = 1,5%

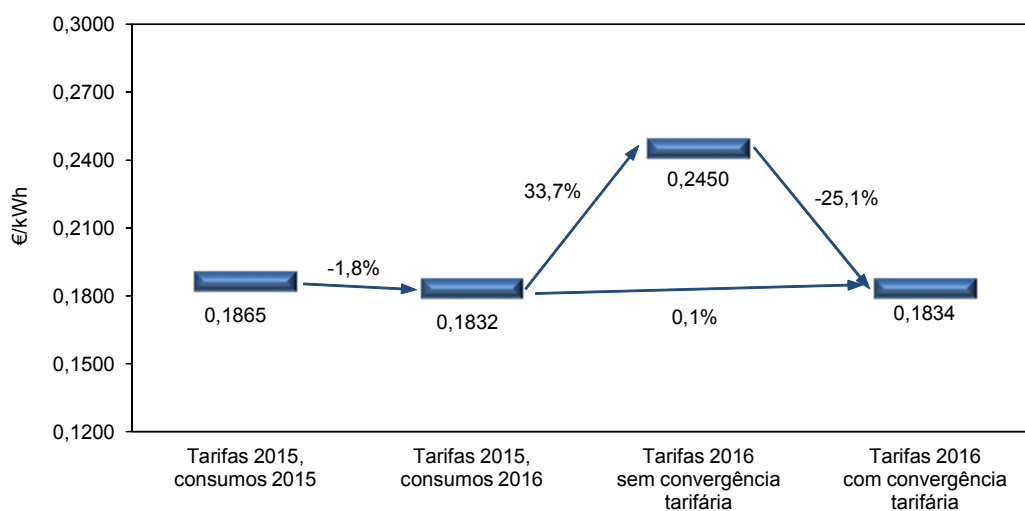
Variação tarifária = 0,0%

Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Variação preço médio = -1,5%

Variação tarifária = -1,0%

Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAA

Variação preço médio = -1,7%

Variação tarifária = 0,1%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2016

A Figura 7-56 e a Figura 7-57 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2016, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

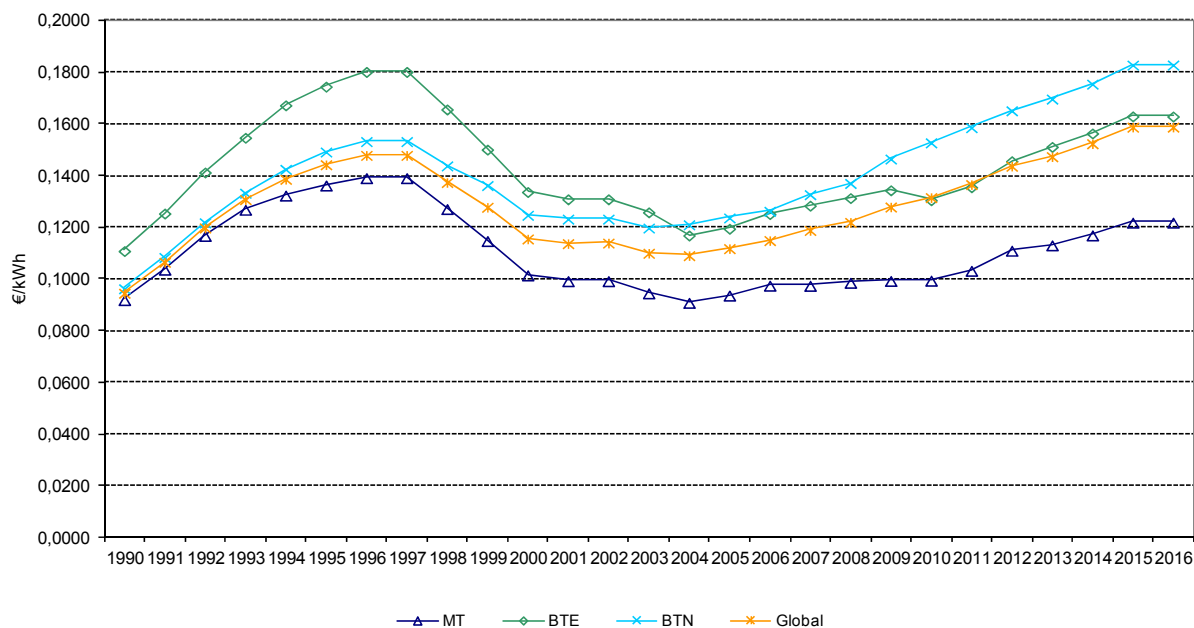
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2016, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

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.

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, no período compreendido entre 1990 e 2016, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 2,0%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,5% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

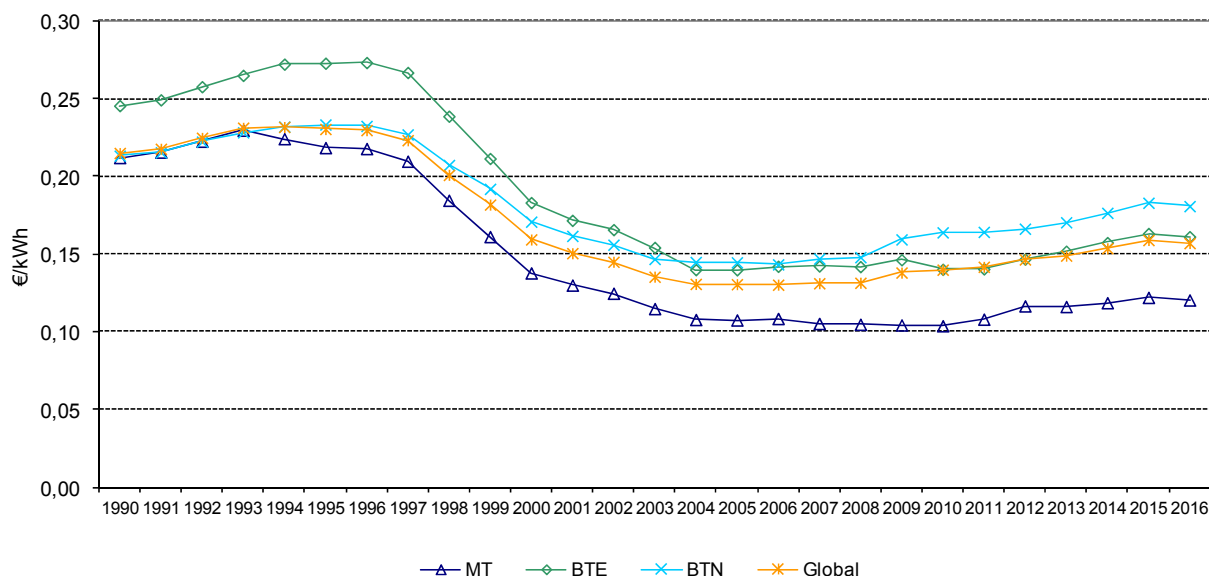
**Figura 7-56 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-57), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2016, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 0,6%.

Em MT, os preços médios em 2016 são cerca de 57% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2016 são cerca de 66% e 85% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-57 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2015)**



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA desde 2002.

Quadro 7-8 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variação 2016/2002
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	95	98	97	-3%
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	23%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	92	95	98	97	-3%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	24%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	113	117	116	16%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	48%

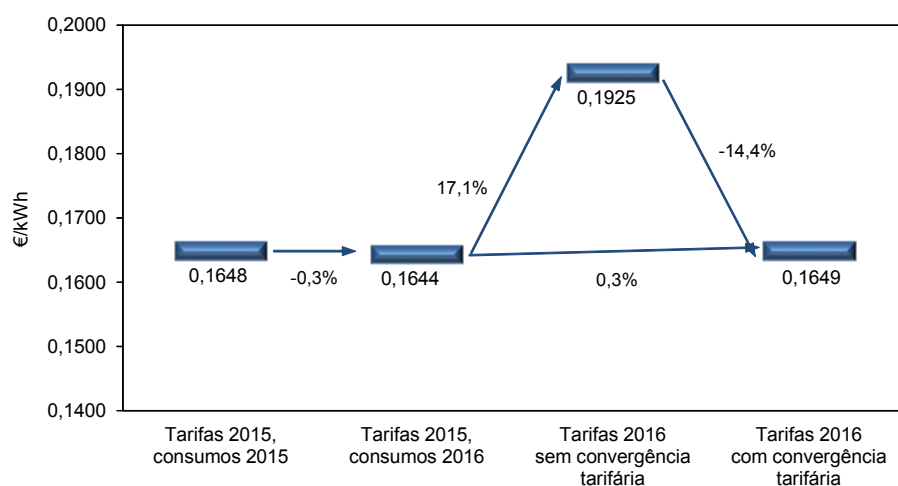
7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2015 E 2016

Em 2016 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 0,3%, relativamente a 2015, conforme se ilustra no Quadro 7-9 e na Figura 7-58. O preço médio apresenta uma variação de 0,0% devido à alteração tarifária e variação da estrutura de consumos.

Quadro 7-9 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2015, consumos 2015	Tarifas 2015, consumos 2016	Tarifas 2016 sem convergência tarifária	Tarifas 2016 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	130 154	132 042	154 686	132 444
Consumo (MWh)	789 658	803 393	803 393	803 393
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1648	(2) 0,1644	(3) 0,1925	(4) 0,1649
Varição (%)		(2)/(1) = -0,3%	(3)/(2) = 17,1%	(4)/(2) = 0,3%

Figura 7-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Varição preço médio = 0,0%
 Variação tarifária = 0,3%

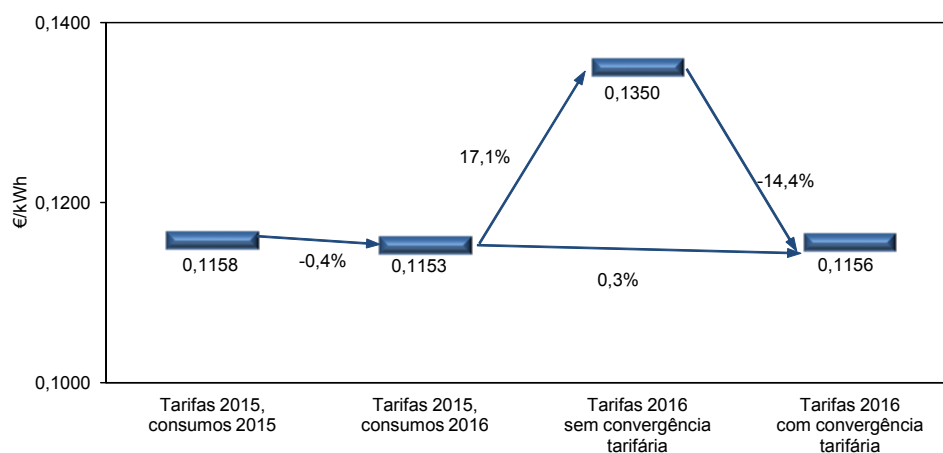
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2014 para vigorar em 2015.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2015 aos consumos de 2016.
- Preço médio das tarifas, em 2016, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAM.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, em 2016, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2015 e 2016 é determinada a partir do preço médio previsto para 2015 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2015 aos consumos previstos para 2016.

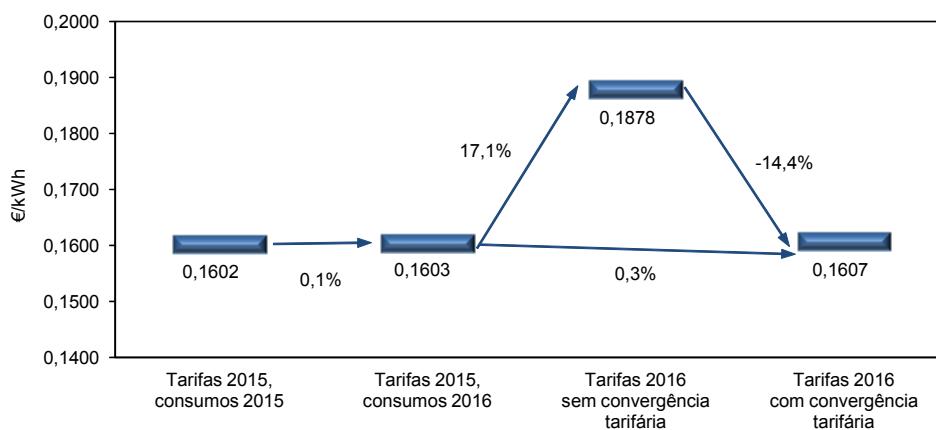
Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2015 e 2016 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-59 à Figura 7-62). Ocorreram variações por nível de tensão de: 0,3% em MT e BTE, - 0,0% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 0,4% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

Figura 7-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM

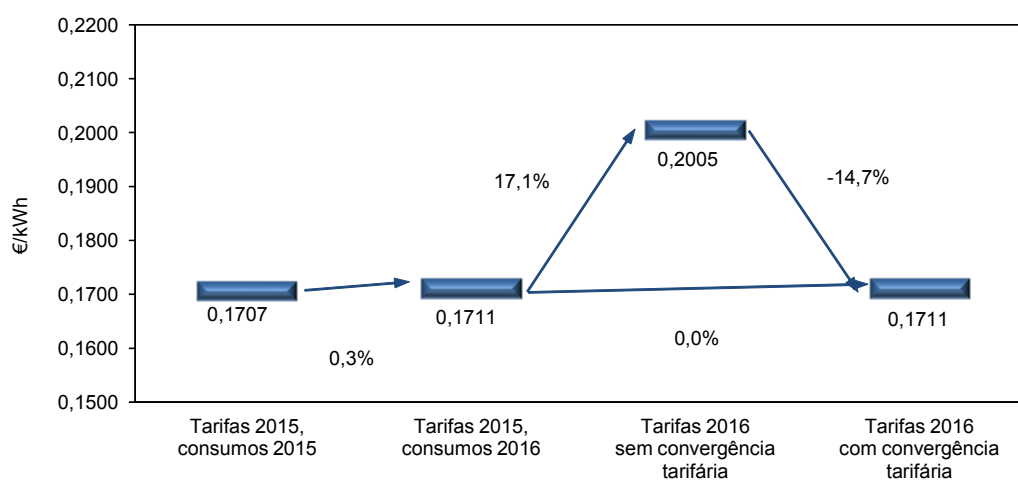


Variação preço médio = -0,2%
 Variação tarifária = 0,3%

Figura 7-60 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM

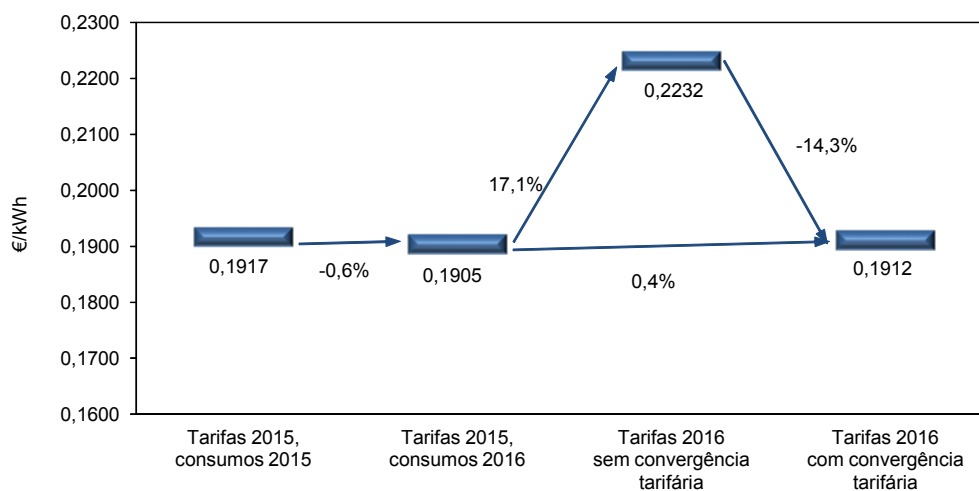


Variação preço médio = 0,3%
 Variação tarifária = 0,3%

Figura 7-61 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM

Variação preço médio = 0,2%

Variação tarifária = 0,0%

Figura 7-62 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAM

Variação preço médio = -0,3%

Variação tarifária = 0,4%

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2016

A Figura 7-63 e a Figura 7-64 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2016, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

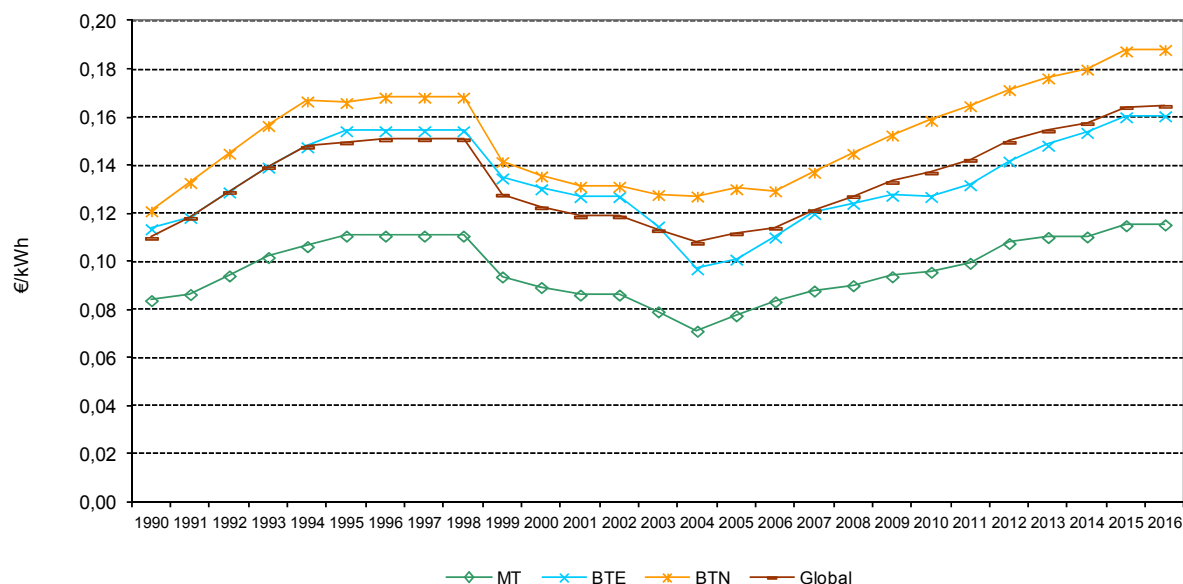
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2016, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2016 tem em conta a estrutura de consumos do próprio ano.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2003 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, devido ao 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.

No período compreendido entre 1990 e 2016, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,6%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,7%, 1,3% e 1,2%, respetivamente), a preços correntes.

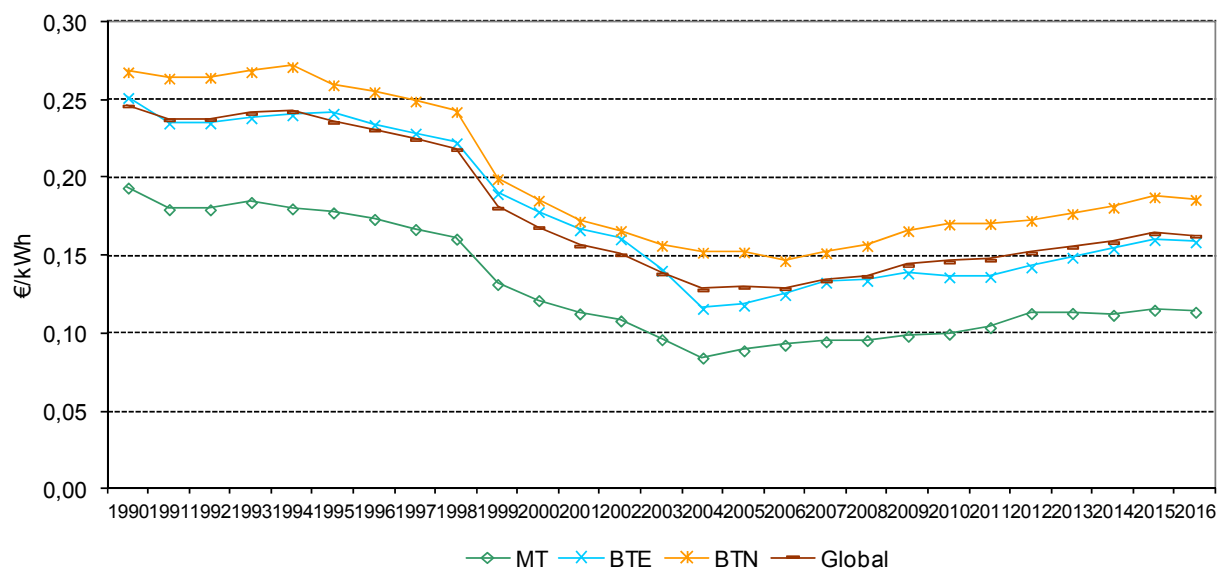
Figura 7-63 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-64), entre 1990 e 2016, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,6%, sendo o valor de 2016 cerca de 66% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2016, encontram-se 59% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2016 são cerca de 63% e 69% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-64 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2015)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

Quadro 7-10 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Varição 2016/2002	
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	103	106	105	5%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	34%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	100	99	-1%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	26%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	109	113	112	12%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	43%

7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-65 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2015 e de 2016. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2016. Assim, a evolução entre 2015 e 2016 corresponde à variação tarifária em cada região.

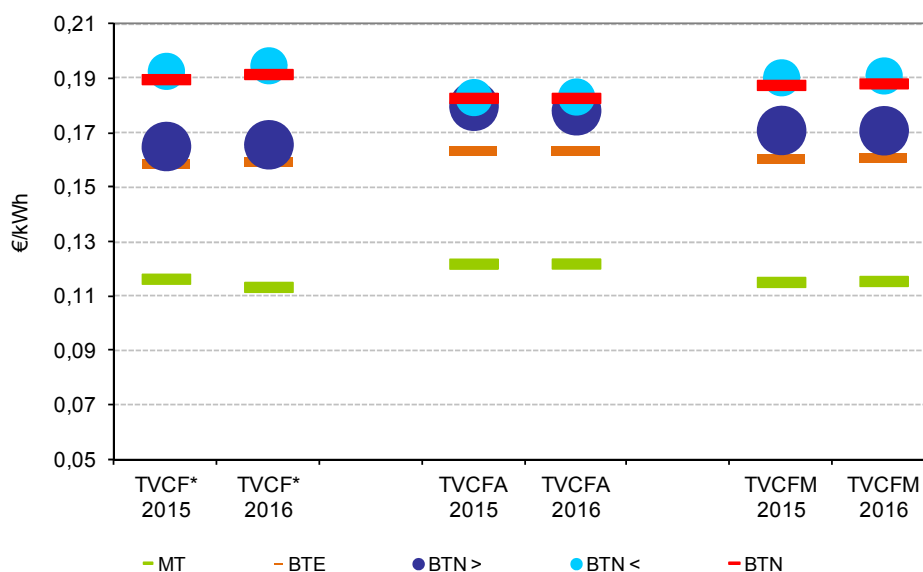
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2015 e 2016 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

Atendendo a que as estruturas de consumo são distintas, podem obter-se preços médios por tipo de fornecimento e preços médios globais em cada região diferentes, justificados quer pela existência de diferentes preços por termo tarifário quer pela existência de diferentes estruturas de consumo.

Importa assim analisar os preços médios por tipo de fornecimento das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM corrigindo o efeito das diferenças de estrutura de consumos. Esta análise é apresentada na Figura 7-66 e seguinte.

Adotam-se para Portugal Continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 7-65 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2015 e 2016



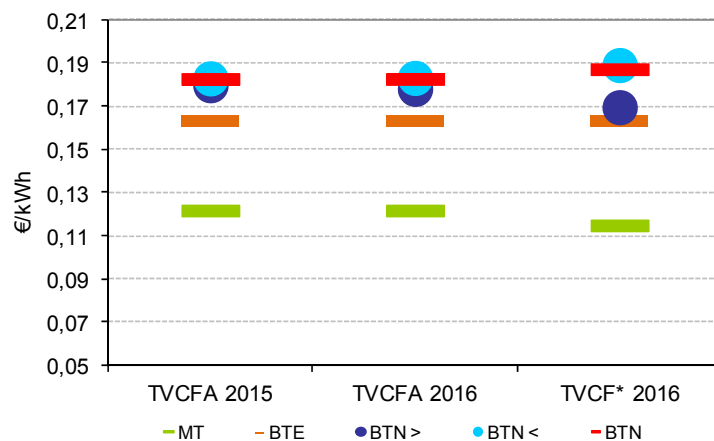
Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA

BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA

* Determinado com base nas tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais

Na Figura 7-66 e na Figura 7-67 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental corrigidos da estrutura de consumos. No cálculo destes preços médios consideram-se as quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

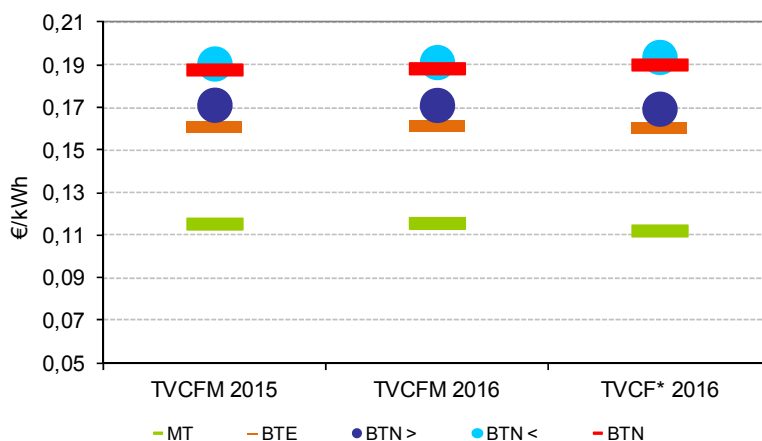
Figura 7-66 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFA - preço médio na RAA

TVCF* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAA

Figura 7-67 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFM - preço médio na RAM

TVCF* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental aos fornecimentos na RAM

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, o mecanismo de convergência tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

7.8 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2016

7.8.1 ANÁLISE DOS CUSTOS

Os custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica em 2016 atingem 2,1 mil milhões de euros³⁴.

O valor com os custos de política energética e de interesse económico geral apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2016 atingem 1,76 mil milhões de euros e são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), 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 Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- 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).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.

³⁴ Custos de política energética e de interesse económico geral (1 788 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (134 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (210 milhões de euros).

- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas).
- Tarifa Social.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2016 totalizam cerca de 133,6 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 2014 e a 2015, 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 do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

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 2016, em cerca de 227,9 milhões de euros. Deste modo, e ao contrário do ocorrido nos anos anteriores, 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 7-11 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Quadro 7-11 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2016

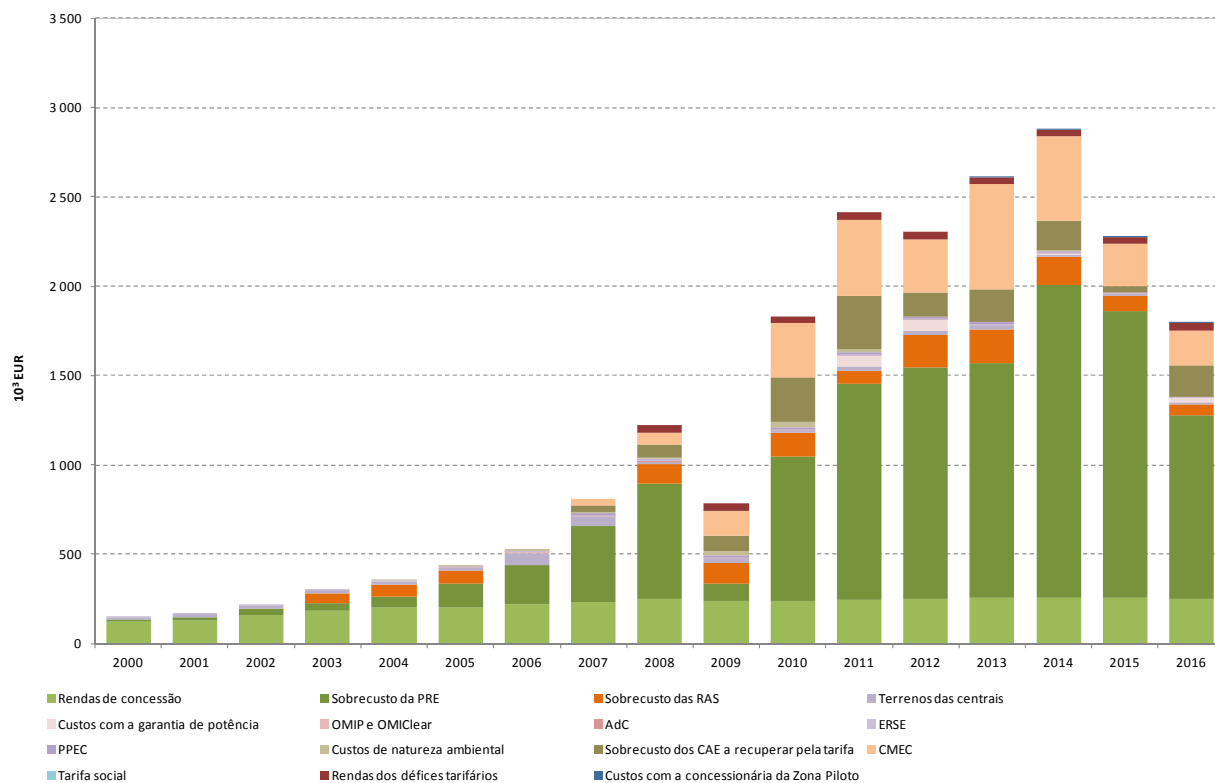
Unidade: 10³ EUR

	2015	2016	Variação 2015/2016
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 248 865	1 761 519	-21,7%
Diferencial de custo da PRE	1 601 955	1 026 721	-35,9%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	236 222	199 264	-15,6%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	34 761	176 137	406,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	257 503	250 743	-2,6%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	87 151	60 507	-30,6%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 561	19 497	-0,3%
Diferencial de custo das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 236	19 173	-0,3%
Terrenos das centrais	13 167	12 861	-2,3%
Custos com a garantia de potência	0	20 298	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	5 630	6 057	7,6%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	382	366	-4,2%
Autoridade da Concorrência	356	371	4,3%
Tarifa social	-27 059	-30 476	12,6%
Aisamento do diferencial de custo da PRE	-376 298	227 864	-160,6%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 872 567	1 989 383	6,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	137 604	136 162	-1,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	101 871	100 803	-1,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	35 733	35 359	-1,0%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-108 523	-11 455	-89,4%
Diferencial extinção TVCF	26 372	13 190	-50,0%
Sobreproveito	-3 494	-4 272	22,3%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	51 958	133 625	157,2%
Total CIEG e Sustentabilidade recuperados nas tarifas do ano	1 924 526	2 123 008	10,3%

Os custos de interesse económico geral apresentam pelo segundo ano consecutivo um decréscimo que se situou nos 21,7%. Este decréscimo coloca o valor dos CIEG ao nível do valor registado em 2010. A

figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

Figura 7-68 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



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 continental³⁵.

³⁵ 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 7-12 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2016

	2016
Custos de política energética e de interesse geral	27,67%
Diferencial de custo da PRE	16,13%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	3,13%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	2,77%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,94%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	0,95%
Custos com a garantia de potência	0,32%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,31%
Diferencial das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,30%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,31%
Tarifa social	-0,48%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	2,10%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,14%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,18%
Diferencial extinção TVCF	0,21%
Sobreproveito	-0,07%
Alisamento dos custos da PRE	3,58%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	3,58%
Total	33,34%

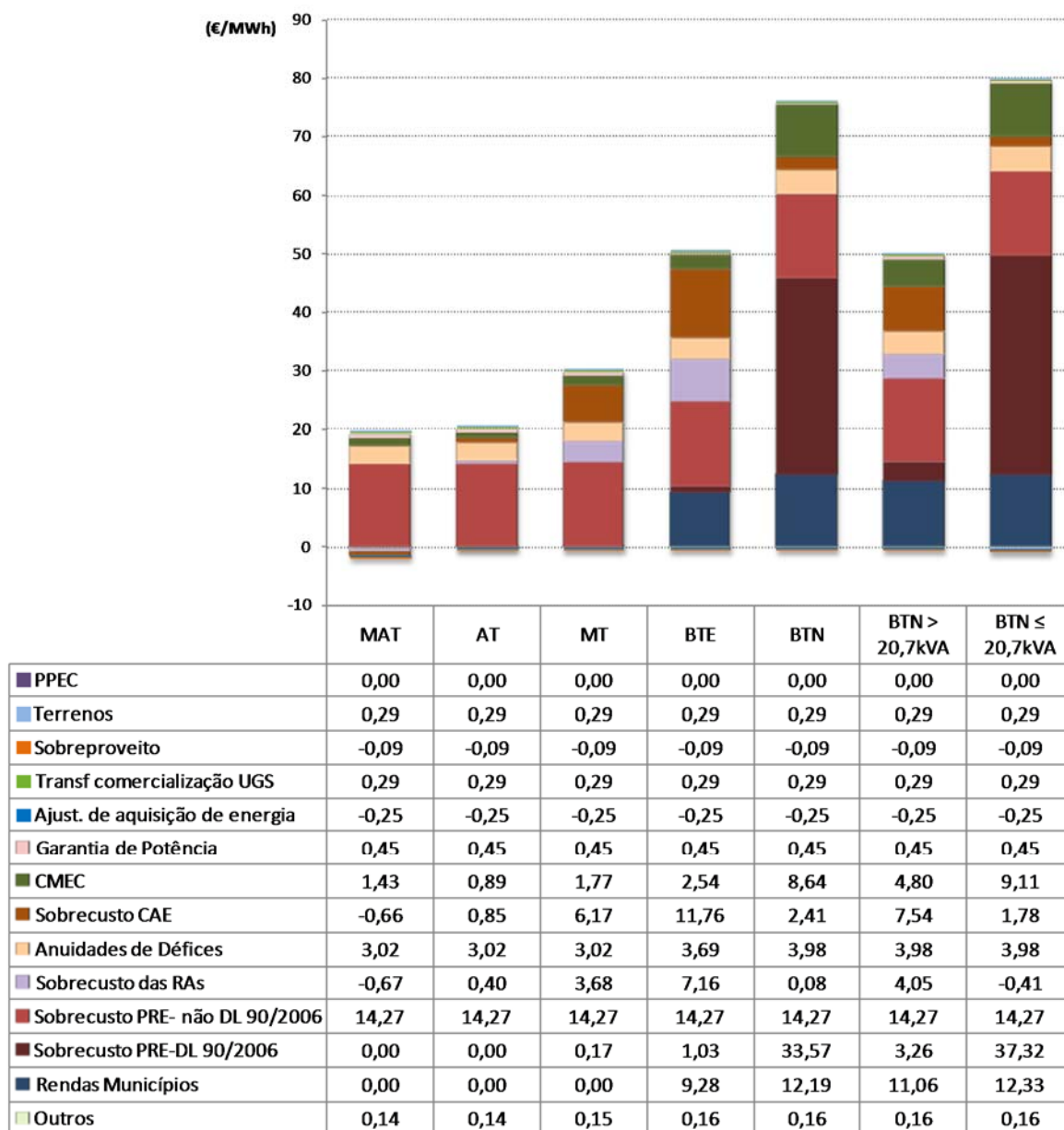
7.8.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2015

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 7-69 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2016, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto dos CAE³⁶, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as rendas dos défices e as rendas pagas aos Municípios.

³⁶ Os valores apresentados nas figuras seguintes para esta parcela, integram a dedução dos montantes do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril.

Figura 7-69 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2016, decomposto por componente



Legenda:

PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica;

Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico;

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;

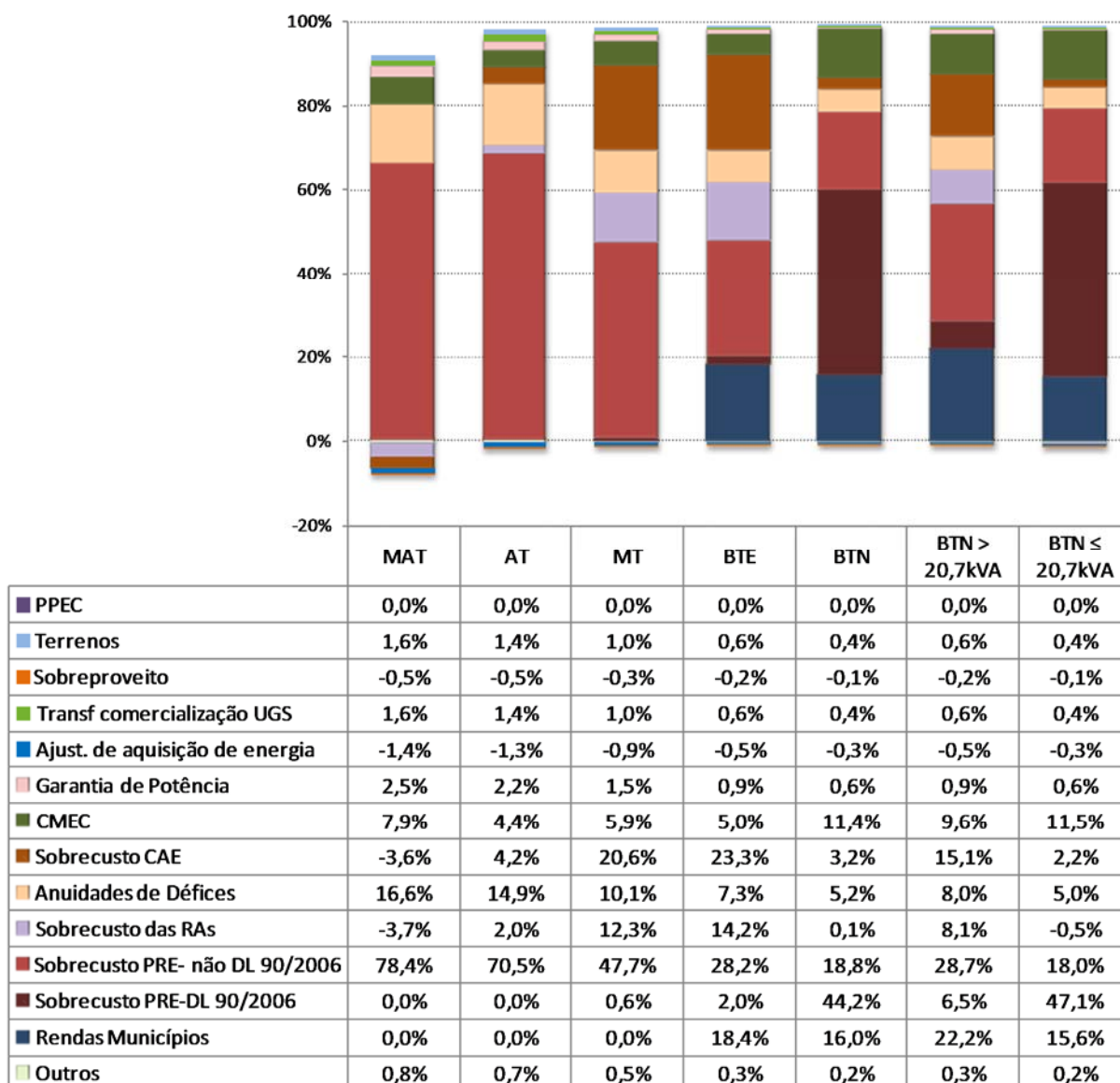
CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual;

Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia;

Anuidades de Défices – Pagamento anual resultante dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007, assim como ao 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.

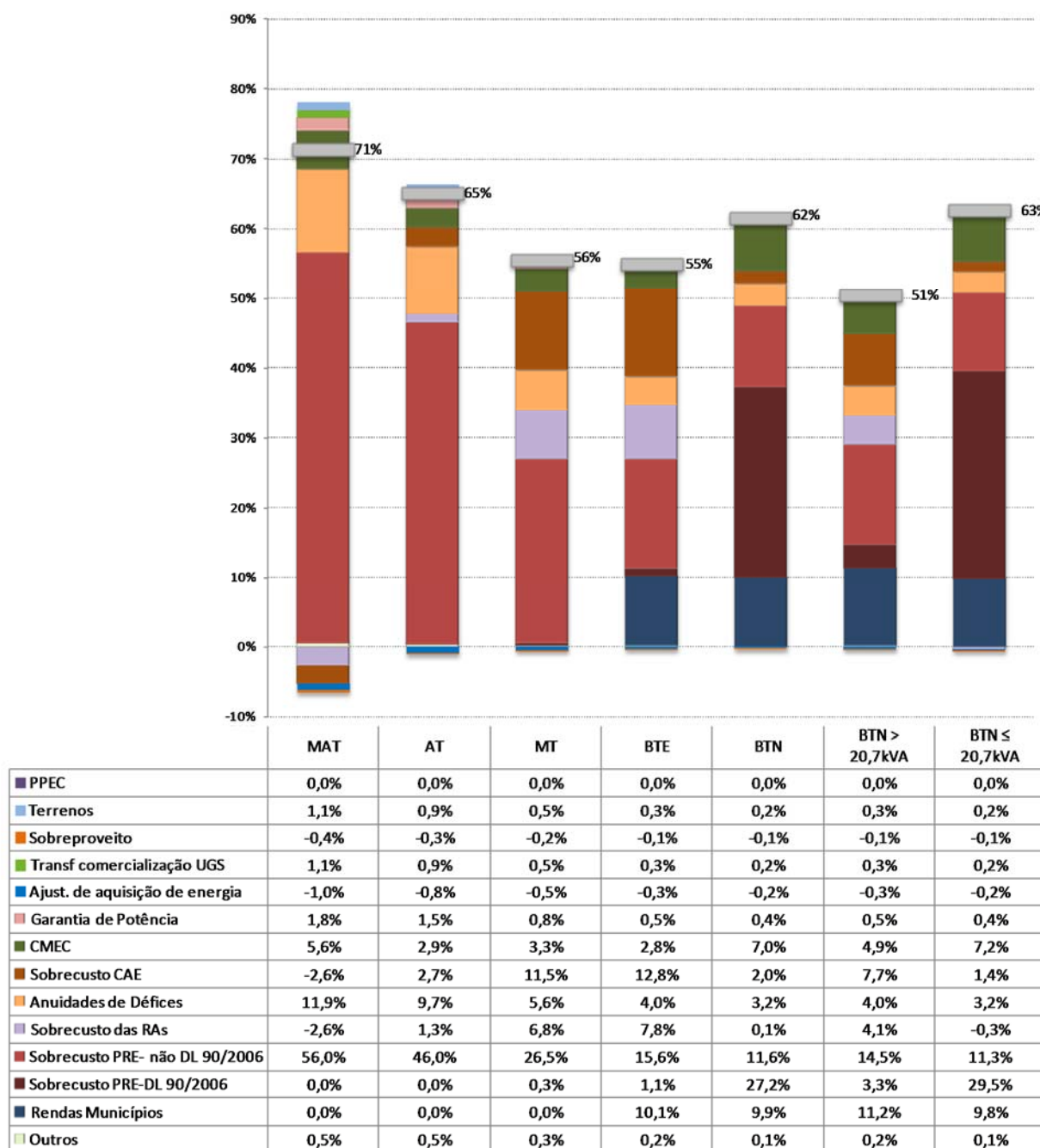
Na Figura 7-70, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-70 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2016



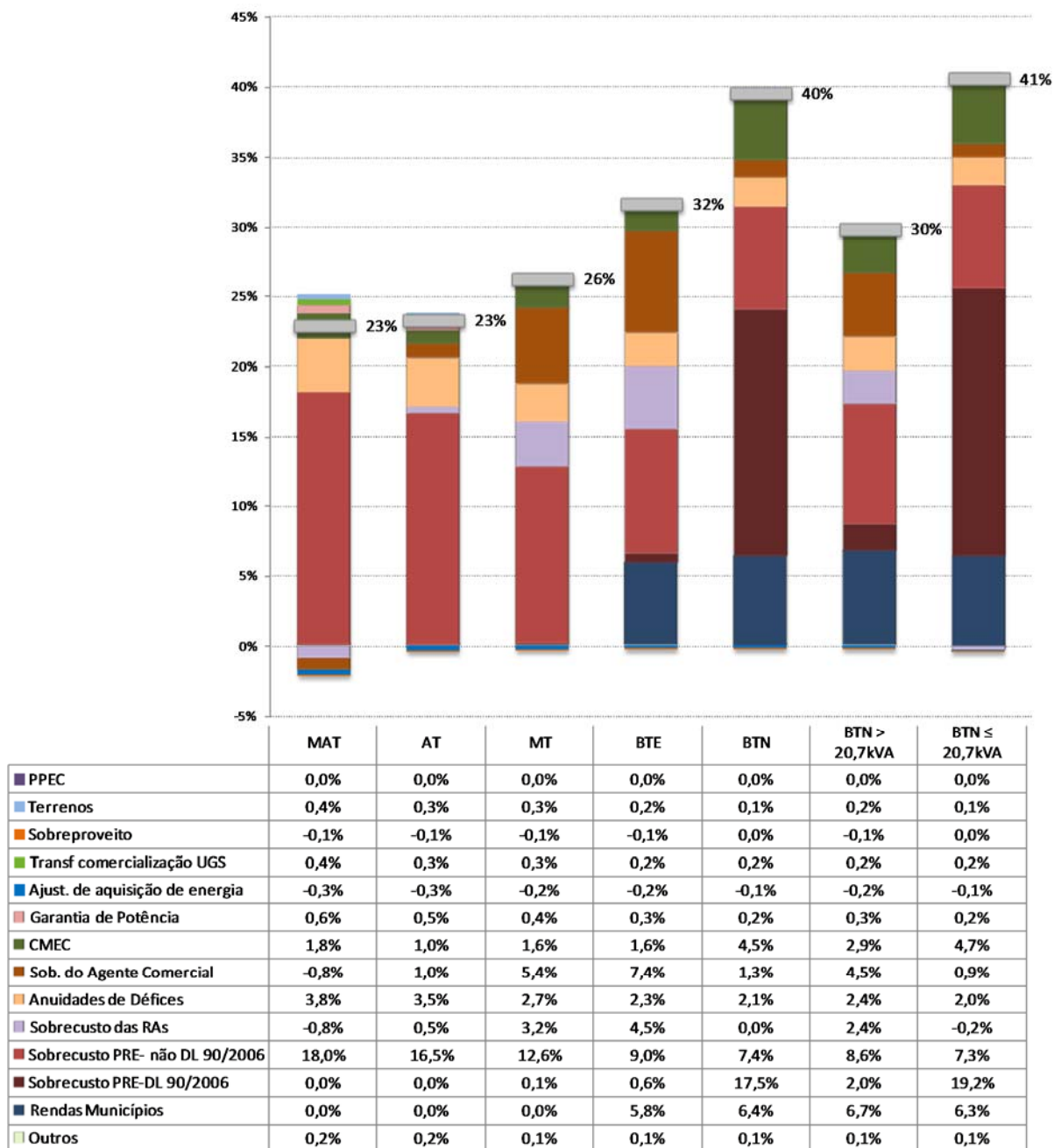
Na Figura 7-71 e na Figura 7-72, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-71 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2016 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 23% em MAT e AT e 41% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-72 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

ANEXO I
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.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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
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

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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

ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2016 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2016
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2016

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016”

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016 “

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT) “(...) 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.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”³ cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Anteriormente, tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado “Relatório sobre a Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2014” o qual foi igualmente tido em consideração.

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

“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2016 “

I

GENERALIDADE

I A – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

1. O CT constata a crescente relevância do mercado liberalizado no SEN, evidenciada no documento de “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2016”, onde a estimativa para 2015 aponta para que 68,5% do número total de clientes e 88% do total de energia fornecida já estejam em regime de mercado.
2. Acresce que, as previsões para 2016 apontam para uma evolução significativa do mercado livre, sendo expectável que 81,9% do total de clientes e 93,1% do total de energia fornecida estejam em regime de mercado.
3. De realçar que, o consumo médio dos clientes do mercado regulado é diferente do consumo médio dos clientes do mercado livre, pelo que os impactos das alterações tarifárias são distintos.

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Ref: E-Tecnicos/2015/912/VM/ao, de 15/outubro/2015



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

4. Neste sentido, é claro o peso cada vez menor das Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) e a sua reduzida relevância para a maioria dos consumidores na perceção dos impactos das alterações tarifárias na sua fatura mensal.
5. O CT considera que, na comunicação dos impactos tarifários a ERSE deve ter em conta as alterações do mercado, não devendo apenas informar as variações das TTVCF e os impactos na fatura do cliente do mercado regulado, que é um segmento de consumidores cada vez mais residuais.
6. Deste modo, a comunicação dos impactos das alterações tarifárias deve ter em consideração os consumidores no mercado liberalizado, tendo em conta as condições das ofertas de mercado, nomeadamente no que respeita a repercussão das alterações tarifárias propostas pela ERSE.
7. Quando a ERSE, no comunicado de imprensa, anuncia um aumento das TTVCF de 2,5%, não sendo claro quais as variações “parcelares”, com especial relevo para os consumidores em mercado livre, onde estas variações das diferentes componentes da tarifa têm impactos muito diferentes nas faturas.
8. Por exemplo, para um consumidor em BTN, não é de fácil compreensão que, o aumento anunciado de 2,5% nas TTVCF, se decompõe na diminuição de 9,1% na tarifa de energia e os aumentos de 7,0% nas tarifas de acesso as redes e de 4,6% na tarifa de comercialização.
9. No documento de “*Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2016*”, a ERSE efetua uma análise às condições de oferta no mercado livre, limitando-se a uma listagem ordenada num determinado período temporal, para três tipos de consumidores, o que o CT considera insuficiente.
10. A questão de maior relevância para os consumidores no mercado livre é como serão os seus preços na próxima revisão, e o conseqüente aumento real da sua fatura, sendo que, neste sentido, existe o perigo de induzir os consumidores em que terão um aumento de 2,5% na sua fatura, quando a variação real será diferente.
11. O CT sublinha a reiterada omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas.
12. Considerando as implicações que a comunicação, nos moldes que tem vindo a ser feita, tem na perceção dos consumidores sobre o mercado livre e os impactos na sua fatura, o CT recomenda que a ERSE avalie como melhorar a comunicação pública dos impactos tarifários, tornando-a inequívoca e mais abrangente face às atuais características e condições do mercado de eletricidade e procurando transmitir valores mais próximos da realidade de e para todos consumidores para o que poderá, designadamente, introduzir uma expressa menção quanto ao grupo de destinatários das tarifas publicadas, qual a composição do preço no mercado livre ou qual a percentagem de consumidores num e noutro mercado.

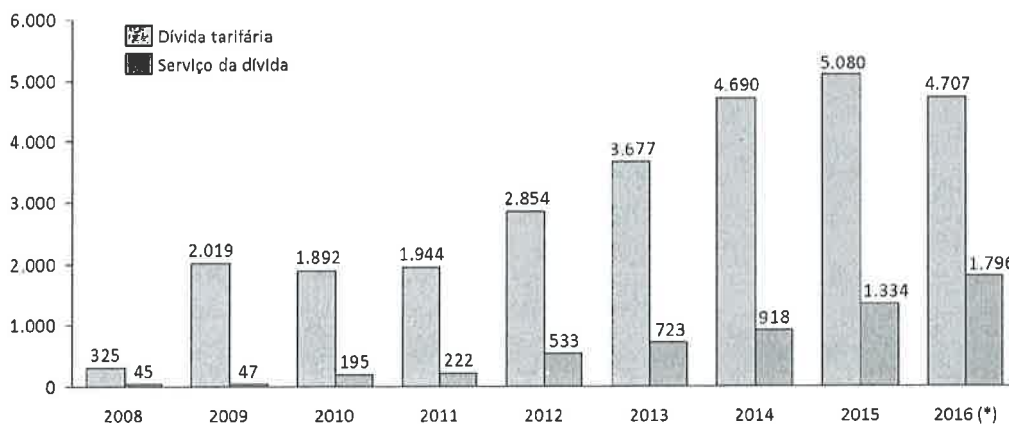
I B – APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA

1. O CT refere que, mesmo atendendo a que a metodologia de cálculo de tarifas é necessariamente complexa, subsiste, ainda assim, uma ampla margem de melhoria da qualidade de apresentação da documentação e documentos relativos às Propostas de Tarifas e Preços. Os documentos, tal como são apresentados, são de difícil entendimento, mesmo para especialistas, e tornando-se praticamente impossível, apenas com base nos documentos, conhecer em detalhe a evolução das várias parcelas constituintes das componentes das tarifas.
2. Por exemplo, é comum o mesmo parâmetro surgir em locais diferentes, umas vezes contendo alisamentos temporais, outras contendo ajustamentos de anos anteriores, outras ainda contendo apenas o parâmetro para o ano⁴, o que torna muito difícil compreender a evolução dos vários parâmetros e das suas componentes. Importaria, por isso, que fosse feita uma revisão do modo de apresentação das propostas, visando um aumento da inteligibilidade dos documentos (que, como se sabe têm que ser analisados num curto espaço de tempo) e, por consequência da transparência no conteúdo das Tarifas e Preços propostos.

I C – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

1. Com base na documentação que justifica a fixação anual de tarifas e preços por parte da ERSE⁵, é possível ilustrar a evolução da chamada “dívida tarifária”, ou seja o montante acumulado de custos que não foi possível recuperar nos proveitos permitidos estabelecidos anualmente, desde 2008 até à data. Da mesma forma, é possível apresentar o serviço da dívida (juros e amortização) incluído anualmente nas tarifas no mesmo período temporal.

Evolução anual da dívida tarifária e serviço da dívida (M€)



(*) Proposta de tarifas e preços para 2016 (Pág. 22)

⁴ A título meramente exemplificativo o valor do diferencial de custo dos CAE que no quadro 0-12 é de 176 157 mil euros, na figura 0-2 é de 226 157 mil euros e no texto do número 0.3.3.4 da página 19, é de 157 337 mil euros

⁵ É de salientar que a ERSE não consolidou num único quadro, para os anos de 2011 e 2012, os valores da dívida tarifária referente à reclassificação da cogeração e diferimento da PRE. Os valores apresentados contemplam esse efeito.

2. A denominada estabilidade tarifária tem sido garantida através da constituição de dívida tarifária resultante da aplicação de legislação, nomeadamente do decreto-lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho e mais recentemente, do decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.
3. O CT constata que, de 2015 para 2016, a dívida tarifária se reduz no montante de 373M€, constituindo uma inflexão na evolução desta dívida.
4. O serviço da dívida incorpora a amortização de capital e pagamento de juros sendo por isso natural que a sua progressão se encontre desfasada da evolução da dívida tarifária, tal como se pode verificar no gráfico acima representado. O serviço da dívida regista um aumento de 463M€ em 2016, que resulta de uma maior amortização de capital (1,6 mil milhões de euros), uma vez que os juros reduziram de 213M€ em 2015 para 187M€ em 2016.
5. Face à trajetória descendente iniciada na Proposta de Tarifas para 2016, o CT regista os sinais que indiciam a sustentabilidade do sistema elétrico nacional.
6. O CT reitera a utilidade e a necessidade de maior divulgação pública dos pressupostos, mecanismos e instrumentos previstos no modelo de sustentabilidade definido para o Setor Elétrico Nacional que garante, de acordo com os seus mentores, a eliminação da dívida tarifária a prazo (2020), uma vez que não teve conhecimento de nenhuma divulgação adicional sobre este importante ponto da correção financeira do setor.
7. É, na opinião do CT, extremamente relevante ter informação sobre os montantes anuais das medidas mitigadoras, desde 2012 até à data, e o seu confronto com os pressupostos na base das medidas consideradas.
8. O CT consideraria interessante que, na estratégia de redução da dívida tarifária, fossem reforçadas as medidas mitigadoras de forma a permitir a redução efetiva dos custos para os consumidores.

II

ESPECIALIDADE

II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2016

1. As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e as relações de preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.
2. Considerando o início de um novo período regulatório, em 2014, a ERSE desenvolveu estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada, que conduziram à alteração da estrutura das tarifas de energia e de uso da rede de distribuição, tendo mantido a estrutura das tarifas de uso da rede de transporte.
3. A ERSE, em resposta ao solicitado pelo CT no Parecer à *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*, desenvolveu, em 2015, um estudo no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente aplicada às tarifas de uso da rede de transporte.



4. O quadro regulamentar vigente prevê, na estrutura tarifária do uso da rede de transporte, a existência de preços de potência contratada, potência média em horas de ponta, em simultâneo com preços de energia ativa associados às perdas de energia elétrica e preços de energia reativa, o que permite transmitir aos utilizadores a multiplicidade de fatores que afetam os custos da atividade de transporte de energia elétrica.
5. De acordo com o estudo preliminar efetuado pela ERSE, os custos incrementais obtidos, em termo médios, têm impactes praticamente nulos na tarifa de uso da rede de MAT e na tarifa de uso da rede de AT (cenário base). Contudo, isso não invalida que os impactes não sejam significativos consumidor a consumidor na medida em que as variações tarifárias por variável de faturação não são insignificantes. Adicionalmente, pela análise de sensibilidade conclui-se que os impactes na MAT estão muito dependentes dos pressupostos assumidos no cálculo dos custos incrementais.
6. Tratando-se de uma matéria metodologicamente complexa e exigente em termos de tratamento de dados e tendo em conta o número de observações disponíveis e a importância dos pressupostos considerados, a ERSE considerou prudente manter os custos incrementais adotados nas tarifas de 2015 e utilizar os resultados preliminares deste estudo para uma discussão futura sobre esta matéria.
7. O CT congratula-se por a ERSE ter iniciado este estudo e reitera a importância do acompanhamento desta matéria por forma a garantir a adequabilidade da estrutura tarifária aos custos associados.

II B - TARIFAS DE ACESSO

1. As Tarifas de Acesso às Redes (TAR) são pagas por todos os consumidores, pelo uso das redes de transporte e distribuição e pelo uso global do sistema (gestão técnica do sistema, regulação e custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral). As TAR coincidem no Continente e nas Regiões Autónomas, para o mesmo nível de tensão. Para os clientes do CUR, as TAR estão incluídas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais. Os clientes do mercado pagam as TAR e negociam livremente com o seu fornecedor o preço da energia e fornecimento. As TAR são o único veículo que permite repercutir os custos de UGS, incluindo custos passados (dívida tarifário).
2. A proposta de tarifas e preços apresenta um aumento médio de 6,5%, no Continente, para as TAR, com um aumento na BTN de 7% e de 5,6% nos restantes níveis de tensão.

	Variação 2016/2015
Tarifas de Acesso às Redes	6,5%
Acesso às Redes em MAT	5,6%
Acesso às Redes em AT	5,6%
Acesso às Redes em MT	5,6%
Acesso às Redes em BTE	5,6%
Acesso às Redes em BTN	7,0%

Fonte:ERSE

3. Tal aumento médio de 6,5% nas TAR resulta do aumento de 9,6% da tarifa de UGS – que inclui os custos de interesse económico geral e de política energética e ambiental – e ainda das variações na tarifa de uso de redes ilustrada no quadro seguinte:

	Variação 2016/2015
Tarifa de Energia	-9,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	9,6%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-4,3%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-0,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-0,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	6,8%
Tarifas de Comercialização	-4,0%

Fonte:ERSE

4. Assim, os aumentos das Tarifas de Acesso às Redes parecem ser em grande medida consequência dos aumentos de proveitos a recuperar com a UGS, os quais são influenciados, em particular, pelas variações resultantes dos mecanismos de alisamento quinquenal (diferimento dos diferenciais de Custos com a aquisição de energia da PRE) que atingirá um máximo nas tarifas de 2017.
5. No período compreendido entre 1999 e 2016 os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 11,9%, 11,1%, 7,5%, 7,5% e 6,6%, respetivamente⁶. Assim, a evolução das TAR tem conhecido e está sujeita a uma pressão de crescimento acentuado.
6. Por outro lado, as tarifas para 2016 foram determinadas num contexto de baixa dos custos de energia. Tal situação permite um aumento mais moderado das tarifas reguladas com alguma recuperação da dívida tarifária passada, por via de um aumento mais substancial das TAR.
7. Uma vez que a recuperação da dívida tarifária recai sobre as TAR, o peso unitário será tanto menor quanto maior a procura (por efeito de diluição do custo) pelo que, a possibilidade de recuperação da dívida tarifária, sem aumento excessivo das TAR, está dependente de uma procura crescente de eletricidade.
8. Observada a recente evolução das TAR e a sua dependência da componente UGS e do consumo global, o CT recomenda que a ERSE faça um acompanhamento próximo desta situação e transmita esta preocupação às instâncias competentes.

⁶ Pág. 217 do documento principal da proposta da ERSE. Variações médias anuais de 9,7%, 9,0%, 5,4%, 6,0% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2015 (pag. 218 do documento principal da proposta)

II C - TARIFAS DINÂMICAS

1. O CT, no seu parecer à proposta de Tarifas e Preços para 2014, identificou a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, referindo, entre outros, as tarifas dinâmicas.
2. Já no âmbito do novo Regulamento Tarifário, refere, agora, a ERSE, no documento "Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2016" inserido na proposta de tarifas e preços para 2016 que "*o Regulamento Tarifário estabelece a obrigação dos operadores de rede submeterem à ERSE um Plano para implementação de Projetos Piloto que permitam o teste de novas estruturas tarifárias mais adequadas aos custos causados por cada consumidor, designadamente tarifas dinâmicas. Estes Projetos Piloto permitirão proceder a uma avaliação benefício-custo que identifique o mérito destas novas estruturas tarifárias. Considera-se neste contexto estarem reunidas as condições para se melhorar a atual estrutura tarifária e designadamente para se introduzirem aperfeiçoamentos nos períodos horários em vigor, se as análises benefício-custo a realizar resultarem positivas. O Plano referido deverá ser apresentado à ERSE até ao dia 30 de junho de 2016*".
3. O CT aguarda com expectativa a evolução dos projetos piloto e a análise dos resultados, considerando o interesse das tarifas dinâmicas.

II D - FATOR DE AGRAVAMENTO

1. Em cumprimento dos objetivos de liberalização do mercado interno de eletricidade, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais determina, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer eletricidade aos clientes finais que, até data a definir através de portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre.
2. Durante este período, o comercializador de último recurso continua a fornecer eletricidade àqueles clientes finais que, independentemente do consumo associado, não exerçam o direito de mudança, mediante a cobrança de tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, determinadas pela soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.
3. O mencionado fator de agravamento, não aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, pretende induzir a adesão gradual daqueles clientes às formas de contratação disponíveis no mercado, repercutindo-se a sua receita a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global do sistema, em termos a regular pela ERSE.
4. Com a publicação da portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, procedeu-se à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de eletricidade previsto no n.º 3 do artigo 4.º do decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março⁷.

⁷ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 75/2012, de 26 de março, 256/2012, de 29 de novembro, e 13/2014, de 22 de janeiro, e 15/2015, de 30 de janeiro.

A expressão que determina o fator de agravamento é constituída por:

a. (Te_{i,p-1} - Cep): Parcela que traduz o desfazimento entre a tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais no período anterior, por segmento de consumidores, e o custo médio previsto para aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso grossista;

b. Yi,p : Parâmetro de controlo do fator de agravamento, por segmento de consumidores, definido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;



5. Tendo o CT conhecimento que a determinação da expressão do fator de agravamento é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, alerta, ainda assim, para o facto da parcela (Teⁱ,p-1 -Cep) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição pelo que, veria como positivo um acompanhamento próximo da incidência deste fator de agravamento.

II E - CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

1. Para o atual período de regulação 2015-2017, a ERSE incluiu no Regulamento Tarifário, na fórmula de cálculo dos Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, uma componente de custos não controláveis (margem).
2. Nas Tarifas para 2015, no âmbito de uma análise histórica aos custos de exploração incorridos pela EDP SU com a atividade de comercialização, a ERSE considerou *“que se tem vindo a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas”*. Neste contexto, a ERSE contemplou para 2015 uma componente de custos não controláveis no montante de cerca de 4 milhões de euros.
3. Na Proposta de Tarifas para 2016 a ERSE, apesar de reiterar a importância da inclusão de uma parcela de custos não controláveis (margem), não incluiu qualquer valor para esta componente dos Proveitos Permitidos da empresa, não se encontrando nos diversos documentos da Proposta qualquer justificação para este facto.
4. Acresce que a ausência de qualquer valor da componente de custos não controláveis, aliada ao facto de que, no atual período de regulação, a ERSE reduziu o peso da componente fixa de 50% para 25%, tende a colocar maior pressão à adaptação do Comercializador de Último Recurso num contexto de acentuada diminuição de atividade que se encontra associada ao forte decréscimo do número de clientes.
5. Num contexto de acentuada diminuição de atividade do Comercializador de Último Recurso, o CT questiona se a não inclusão de um valor para esta componente prejudica o necessário equilíbrio económico da empresa pelo que, o CT recomenda que a ERSE justifique a opção de aplicação de uma margem comercial nula, tomada na proposta tarifária.

II F - TARIFA SOCIAL

1. A tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis foi criada pelo decreto-lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo decreto-lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que visou alargar a base de aplicação da tarifa social e criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários fosse superior.
2. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Handwritten signature and initials

3. De acordo com regulamentação a publicar, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 20% sobre o preço bruto do fornecimento de energia elétrica, excluído de IVA e demais impostos, contribuições e ou taxas aplicáveis.
4. O valor do desconto, no continente, em 2016, é cerca de 30,5 milhões de euros, representando um desconto de 20% face às tarifas de venda a clientes finais e um desconto de 30% face às tarifas de acesso às redes apresentando variações face a 2015, sendo que, os custos totais com a tarifa social, cujo montante é financiado em exclusivo pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da sua potência instalada, ascendem em 2016 a 39 milhões de euros, incluindo o valor do continente e das regiões autónomas.
5. O CT regista que, ainda assim, este segmento de consumidores em Portugal continental sofrerá um acréscimo na ordem dos 0,9% e, nas Regiões Autónomas, decréscimos de -2,2% na Região Autónoma dos Açores de -2,1% na Região Autónoma da Madeira.
6. O CT regista de forma positiva que, no cálculo da tarifa social de acesso às redes, o desconto seja aplicado no termo de potência contratada, à semelhança do efetuado em anos anteriores, obviando a possível distorção do sinal dado pelo preço de energia e potenciando uma utilização eficiente da energia elétrica.
7. O CT regista que no exercício tarifário de 2016 foi determinado um ajustamento provisório de t-1 para a aplicação da tarifa social no Continente e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, que implicará uma devolução de cerca de 28,2 milhões de euros aos produtores em regime ordinário que financiaram este desconto no ano de 2015.
8. Adicionalmente, o CT solicita à ERSE que explicita e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social quer no Continente quer, em especial, nas Regiões Autónomas.
9. Face ao valor expressivo do ajustamento, constata o CT que, apesar destas medidas mitigadoras de oscilações de preço junto deste segmento de consumidores tenham aplicação desde 2011, os índices de penetração são ainda pouco expressivos e que subsiste algum desconhecimento destes benefícios sociais por parte dos interessados, o que suscita ao CT dúvidas sobre a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.
10. Para tal, o CT elencou no passado um conjunto de iniciativas a desenvolver tanto pelo regulador como pelo legislador e cujo desenvolvimento não vê plasmado na presente proposta, a saber:
 - a. Avaliação "sobre caracterização do regime da tarifa social e sobre o seu financiamento", que deveria ter ocorrido em 2013 como estabelecido na lei;
 - b. Apresentação de estudos sobre novas hipóteses de desoneração dos beneficiários de diversos encargos incluídas na fatura (contribuição áudio visual, redução IVA etc);
 - c. Inclusão na proposta de tarifas e preços informação sobre o número de consumidores que estão abrangidos pela tarifa.
11. Para além das entidades responsáveis, os comercializadores de eletricidade têm o dever de divulgar informação sobre a existência e a aplicação da tarifa social junto dos respetivos clientes e pugnar pela efetiva e correta aplicação deste benefício aos consumidores elegíveis que o solicitem.



12. O CT regista as ações inspetivas conduzidas pela ERSE e a correção de certas práticas, bem como a melhoria na informação aos consumidores por parte dos comercializadores, constatando, também, o aumento dos beneficiários da tarifa social, para o que terá contribuído a inclusão de uma ficha contratual padronizada nas ofertas ao público.
13. Atento o número reduzido de consumidores que efetivamente beneficiam do regime face ao universo expectável e anunciado como elegível, o CT recomenda à ERSE que desenvolva, em articulação com os agentes do sector e com as associações de consumidores e municípios, medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social junto dos potenciais beneficiários da mesma, podendo envolver a participação ativa na informação serviços da Administração Pública, como o IGSS e a AT, nomeadamente, na correspondência que enviam ao utente/contribuinte.

II G – PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

1. Nos termos da regulamentação em vigor, em especial do previsto no Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE deve incluir na proposta de tarifário os preços a aplicar aos serviços prestados pelas empresas reguladas referentes a: serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento; leitura extraordinária e quantia mínima a pagar em caso de mora.
2. O CT tem defendido o princípio que estes valores deveriam no caso dos preços regulados, permitir a recuperação dos custos dos serviços envolvidos na sua prestação, de modo a sinalizar uma adequada afetação e assunção dos respetivos valores pelos efetivos utilizadores.
3. Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores de rede, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores.
4. O CT regista como positivo que a proposta do regulador para os preços destes serviços a vigorar para 2016 tem em linha de conta a promoção da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados e, no caso particular do Continente, e beneficiou dos processos concorrenciais desenvolvidos pelo operador de rede onde se observam em AT, MT e BTE, reduções de preço na ordem dos 4,9% e em BTN, os preços reduções médias de 4,2%, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento que observa um aumento de 5% (em linha de resto, com o processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%).
5. O CT regista igualmente como positiva a fundamentação do regulador para a atualização pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2016 (1,1%) nos casos em que as empresas não apresentaram justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço em vigor, como no caso das Regiões Autónomas.

II H - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. Sendo a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica um elemento determinante do modelo de regulação vigente, o CT tem recorrentemente incentivado a aposta na melhoria da qualidade de serviço, técnica e comercial, como aspeto nuclear da avaliação do desempenho das empresas.

Handwritten signatures and initials in the top right corner.

2. No que diz respeito à continuidade de serviço, regista o CT ter-se verificado uma melhoria na continuidade de serviço em todos os Operadores de Rede - ORT e ORD no Continente e OR na RAA e RAM, subsistindo incumprimentos que continuam a ser observados ao nível dos padrões gerais estabelecidos.
3. O CT congratula-se com o trabalho desenvolvido pela ERSE através do Grupo de Trabalho de Acompanhamento do Regulamento da Qualidade de Serviço - Sector Elétrico, constituído sob sua coordenação, com o objetivo de contribuir para o aprofundamento da regulação e regulamentação de matérias de qualidade de serviço e, evidencie-se, para uma maior consciencialização coletiva de que estamos perante uma responsabilidade de todos.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supra mencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Em 16 de novembro de 2015, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	VOTAÇÃO GLOBALIDADE		VOTAÇÃO ESPECIALIDADE			ANEXOS
	FAVOR	CONTRA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	
Eng ^o Alfredo Manuel da Silva Rocha Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANP)	X	-	-	IC8	-	I
Eng ^o António Cavalheiro Representante de associações que tenham associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (APIGCEE)	X	-	-	-	-	II
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico -UGC	X	-	-	-	-	III
Eng ^o Francisco Teixeira Representante de associações de defesa do consumidor de caráter genérico - (FENACCOOP)	X	-	-	-	-	IV
Dr. Mário Agostinho Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	X	-	-	-	-	V
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	X	-	-	IC8	-	VI VII
Eng ^o Ricardo Pacheco Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre	X	-	-	-	-	VIII
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)	X	-	-	IC8. II F4.	-	IX X
Prof. Luis Marcelino Ferreira Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	X	-	-	IC8	-	XI XII



NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	VOTAÇÃO GLOBALIDADE		VOTAÇÃO ESPECIALIDADE			ANEXOS
	FAVOR	CONTRA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	
Engº Joaquim Correia Teixeira Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de electricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	X	-	-	IC 8	-	X e VI
Engº Maria Manuel Moniz Representante cooptado entre as associações de defesa dos consumidores e os representantes dos consumidores de electricidade em MAT, AT e MT. Dr. Nuno Gomes Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira - ACM representação assegurada pela - (DECO)	X	-	Maria Moniz	-	-	-
Dra. Patrícia Gomes Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	X	-	-	-	II E	XI
Dra. Paula Alexandra Soares Almeida Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) - (REN)	X	-	-	IC 8	-	VI e XIII
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema eléctrico da região Madeira - (EEM)	X	-	-	IC 8	-	XIV e VI
Dr. Vitor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (DECO)	X	-	-	-	II E	XV
TOTAL	16			IC 8 - 7 II F - 1 II E - 1	II E - 2	

	VOTAÇÃO GLOBALIDADE	VOTAÇÃO ESPECIALIDADE	VOTO DE QUALIDADE	ANEXOS
Dra. Maria Cristina Portugal Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro de 2012	Favorável	-	-	assinatura

tendo sido **APROVADO POR MAIORIA**

O parecer que antecede tem doze (12) 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.

Assinatura: (assinatura)

O representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (A.N.M.P.), vota a FAVOR na GLOBALIDADE o Parecer sobre o documento “ Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2016”, com excepção do ponto IC 8 , em que vota CONTRA.

Lisboa, 16 de Novembro de 2015

Alfredo Rocha (A.N.M.P.)

ANEXO II
f.º 1

Ex. Ma Sr^a. Presidente do Conselho Tarifário

Dr^a Maria Cristina Portugal

Parecer sobre a

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2016

VOTO

Na qualidade de representante dos consumidores de MAT, AT e MT, venho pelo presente documento manifestar **o meu voto favorável ao parecer do Conselho Tarifário, secção eléctrica,** relativo à proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2016, com apresentação da declaração de voto que junto em anexo.

António Moreira Cavalheiro

António Moreira Cavalheiro

Lisboa 16 Novembro de 2015

ANEXO AO VOTO

No parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros serviços em 2016

Representante dos consumidores de MAT, AT e MT

DECLARAÇÃO DE VOTO

AL

A presente declaração de voto decorre da necessidade de maior clarificação do enquadramento e implicações da situação do mercado da energia, para os consumidores empresariais, não suficientemente explicitada no presente parecer:

Assim importa referir o seguinte:

1. Os clientes empresariais estão na sua quase totalidade no mercado liberalizado e portanto comportando os seus custos de energia o custo das tarifas de acesso e os custos da energia em mercado.
2. **As tarifas de acesso** de acordo com a presente proposta aumentam, cerca de 6%, para os consumidores empresariais, o que vem na continuidade de aumentos sucessivos dado que de 1999 a 2016, se registaram aumentos médios anuais a preços constantes para a MAT, AT e MT, respetivamente de 9,7%, 9,0% e 5,4%. (a)
A par deste aumento muito acentuado das tarifas de acesso, verifica-se um sobrecusto real do peso destas sobre as empresas portuguesas, pela falta de compensações similares às verificadas noutros Países, nomeadamente quanto aos custos indiretos do CO2 e na diferenciação positiva para as empresas, com contributos importantes para a economia e competitividade dos Países e sustentabilidade dos respetivos sistemas elétricos.
3. **Os custos da energia no Mibel** têm no mercado diário de Jan. a Out de 2015, um diferencial respetivamente de cerca de 18,2€/MWh e 11,5€/MWh em relação à Alemanha e França, o que aplicado aos consumos totais da MAT, AT e MT previstos para 2016, (23.691 GWh), corresponde a um sobrecusto em relação aos mercados desses países, de cerca de 430 M€/ano de diferencial relativamente à Alemanha e 273 M€/ano no caso da França.
Estes sobrecustos constituem um fator de redução da competitividade das empresas Portuguesas em relação às empresas suas concorrentes situadas nesses Países, por efeito de falta de concorrência efetiva, no mercado da energia do MIBEL, com a interiorização nos custos da energia de significativos sobrecustos e sobre proveitos.
4. **A evolução do consumo** é até 30 de Outubro de 2015 de +0,5%, em termos homólogos, o que associado a uma despesa total rígida, não permite perspetivar uma diluição mais favorável dos custos, sendo que os atuais consumos permanecem estáveis nos últimos anos e estão ao nível de há uma década atrás, sendo nalguns situações exportados a custos quase nulos os excedentes de energia que o sistema não comporta.

Nas condições referidas as empresas portuguesas estão sujeitas a sobrecustos de fornecimento de energia elétrica, excessivamente elevados, que lhe retiram competitividade e afetam a sua sustentabilidade, nomeadamente para as empresas que concorrem em mercado global, através da exportação dos produtos fabricados, ou como diz o último relatório sobre a situação publicado pela Ficht:

"A competitividade das empresas portuguesas tem sido negativamente afetado pelos altos preços da eletricidade, particularmente as empresas exportadoras"

A melhoria da competitividade e sustentabilidade das empresas portuguesas, requer assim, que se assumam a necessidade imediata de:

- 1) Controlar os custos como principal medida de redução do deficit tarifário, em vez de aumentar sucessivamente as tarifas de acesso, como forma de acomodar os já elevados custos do sistema.
- 2) Tomar medidas para aumentar a concorrência no Mibel, até que se atenuem o diferencial relativamente aos mercados energéticos dos outros países, com que as empresas Portuguesas têm de competir, o que não é apenas uma questão de interligações, mas sim de excesso de energia no Mibel a preços garantidos e da interiorização de custos e proveitos excessivos nos custos da energia.
- 3) Medidas que contribuam para o aumento virtuoso dos consumos, pelo seu contributo para o crescimento da atividade económica, através da disponibilidade de energia com custos mais competitivos para as empresas, que assegurem níveis de atividade elevados e desse modo contribuam:
 - Para o maior equilíbrio do SEN, através de consumos de energia elétrica mais elevados e conseqüente diminuição dos custos unitários pela maior diluição dos custos;
 - Para evitar situações de exportação de excedentes de energia a custo residual ou nulo e desse modo diminuindo os sobrecustos da energia a preços garantidos a serem suportados pelos consumidores;
 - Para a melhoria económica do País, com a maior competitividade e sustentabilidade das atividades desenvolvidas e incremento das exportações.

António Moreira Cavalheiro

António Moreira Cavalheiro

Lisboa 16 de Novembro de 2015

Assunto: Parecer CT - votação representante FENACOOOP

De: francisco teixeira

Data: Hoje, 10:11:06 WET

Para: Maria Portugal

Cc: Manuela Moniz

Bom dia Sr.^a Presidente

Na qualidade de representante da FENACOOOP no Conselho Tarifário da ERSE, declaro que voto 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 2016".

Cumprimentos

Francisco Teixeira

ANEXO IV

Assunto: Votação do parecer do CT

De: Herbierto Silveira Brasil (ACRA)

Data: Hoje, 12:23:24 WET

Para: Maria Portugal, Manuela Moniz

Cc: [Mostrar endereços - 17 destinatários](#)

Exm.ªs Senhora Presidente e Vice-Presidente
Exm.ºs Senhores Conselheiros,

Pelo presente somo a votar favoravelmente o parecer do CT relativo à "Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2016."

Atentamente

Com os meus melhores cumprimentos
O Secretário Geral da ACRA
Mário Agostinho Reis

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”

O representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores,

vota favoravelmente na globalidade,

o Parecer do Conselho Tarifário relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”, com exceção do seguinte ponto:

I C – 8 – que voto “Contra”

nos termos da Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), da entidade concessionária Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”.

Ponta Delgada, 16 de novembro de 2015



Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Declaração de voto dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), da entidade concessionária Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016"

Justificação do voto contra o ponto I C - 8 do Parecer.

Este ponto do Parecer para além de traduzir um comentário que extravasa as competências próprias do CT, nomeadamente em matérias de âmbito legislativo, é contraditório com o ponto I C - 5 do Parecer, onde é afirmado que "face à trajetória descendente iniciada na Proposta de Tarifas para 2016, o CT regista os sinais que indiciam a sustentabilidade do sistema elétrico nacional."

Lisboa, 16 de novembro de 2015

Alma para a linguagem almeida Pinto Simões

ERSE - Comercializador de último recurso de electricidade que atua em todo o território do Continente

Rui Miguel Almeida Vieira

EEH, S.A. - Empresa de Electricidade do Madeira

Associação Nacional das Entidades Concessionárias da Região Autónoma dos Açores

Luís Carlos da Silva Rodrigues

ERA, S.A. - REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

L. AFML.F.

represente das entidades concessionárias de distribuição de electricidade em baixa tensão (BT)

Paula Alexandra Neto Soares Almeida
Representante da Entidade Concessionária da RNT

Declaração de voto do representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre

Conselho Tarifário da ERSE – secção do setor elétrico

Parecer sobre

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre vota favoravelmente o parecer relativo à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”.

Não obstante, considera que:

I - Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais

Em alguns pontos da redação não existe o necessário contraditório de como o aproveitamento da redução dos custos de energia para mitigar o efeito do aumento das tarifas de acesso acaba por induzir a competitividade da tarifa transitória de venda a clientes finais. O mesmo se pode dizer sobre a não consideração de “margem comercial” no CUR, ou sobre o modelo de fixação da actualização do fator de agravamento da tarifa transitória.

Reforça assim a posição de longa data dos comercializadores em regime livre sobre a necessidade de garantir a manutenção de espaço comercial para as ofertas em mercado livre, evitando-se medidas que não promovam, ou mesmo desincentivem, a migração dos clientes ainda em MR, especialmente atendendo à obrigatoriedade de desindexação das ofertas comerciais à tarifa transitória de venda a clientes finais.

II - Tarifa Social

Os mecanismos de apoio social aos clientes finais de energia economicamente vulneráveis, i.e Tarifa Social (TS) e o Apoio Social Extraordinário aos Consumidores de Energia (ASECE), constituem benefícios enquadrados na lei.

A atribuição e confirmação da elegibilidade dos Clientes como beneficiários destes apoios pressupõem deveres e obrigações para diversas entidades envolvidas, não só os comercializadores, mas também as entidades de Segurança Social (SS) e a Autoridade Tributária e Aduaneira (AT).

No que respeita aos comercializadores, estes têm encetado diversas diligências para a divulgação, atribuição e confirmação da elegibilidade dos clientes, não se limitando ao que está previsto na lei e na regulação, mas também através de ações da sua iniciativa e a seu custo, nomeadamente ações de comunicação de massa sobre esta temática.

De referir, no entanto, que o sucesso destas medidas não está unicamente dependente dos esforços e diligências dos comercializadores, sendo extremamente relevante, para o sucesso destas medidas de apoio social, a existência de mecanismos ágeis e eficazes de confirmação da elegibilidade dos clientes pelas entidades oficiais (de SS e da AT) que, aliás, também estão previstos na lei.

Assim, faz notar que, atualmente, existem lacunas relevantes nestes mecanismos de confirmação de elegibilidade, que urge colmatar, nomeadamente através do alargamento das funcionalidades informáticas de confirmação da SS a outras entidades de Segurança Social (para além do Instituto da Segurança Social), assim como a implementação de uma plataforma informática de confirmação de elegibilidade pela AT, tal como previsto na lei.

Porto, 16 de Novembro de 2015,

O representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre



(Ricardo Pacheco)

Voto da representante do comercializador de último recurso de
eletricidade que atua em todo o território do continente ao Parecer do
Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e
Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016"

Voto favoravelmente o Parecer na sua globalidade com exceção dos pontos abaixo
assinalados relativamente aos quais voto contra:

o ponto I C - 8. e

o ponto II F 4. do Parecer

conforme Declarações de Voto em anexo.

Lisboa, 16 de novembro de 2015

Isabel Joana Marques de Almeida Pinto Simões

Declaração de voto da representante do comercializador de último recurso de eletricidade, que atua em todo o território do continente, relativamente ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”

Justificação do voto contra o ponto II F 4. do Parecer

- 1 Este ponto do Parecer afirma que “os custos totais com a tarifa social, cujo montante é financiado *em exclusivo* pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da sua potência instalada”
- 2 No entanto, não existe qualquer base legal para o financiamento da tarifa social a aplicar nas Regiões Autónomas por parte dos titulares dos centros eletroprodutores que exercem a sua atividade no território continental
- 3 Efetivamente, não se entende como a mesma se possa harmonizar com o disposto no n.º 1 do referido artigo 12.º, de acordo com o qual o desconto com a tarifa social aplica-se nas Regiões Autónomas «no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 16 de fevereiro, e do regulamento tarifário»
- 4 Com efeito, o mencionado n.º 1 consigna que o desconto previsto no artigo 3.º do diploma se aplica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, «no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE » Isto significa que os custos desse desconto devem ser considerados como custos a incluir na convergência tarifária e, conseqüentemente, levados à tarifa de Uso Global de Sistema a suportar pelos consumidores do continente
- 5 Só a consideração dos custos da tarifa social nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no âmbito da convergência tarifária justifica a exclusão dos produtores de eletricidade regionais do regime de financiamento da tarifa social previsto no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro Com efeito, ainda que se compreenda uma ideia de solidariedade entre os consumidores no continente e nas regiões autónomas, subjacente à própria ideia de convergência tarifária, essa ideia não existe em relação aos produtores Aliás, nada poderia justificar que os produtores de eletricidade do continente tivessem que arcar com os custos da tarifa social nas regiões autónomas, quando é certo que os produtores regionais não suportam esses mesmos custos nos termos previstos no n.º 2 do citado artigo 12.º Caso contrário, pôr-se-ia em causa não só a igualdade entre os produtores, como até a própria ideia de que está em causa uma atividade económica que cada operador escolhe livremente exercer sem projetar os custos dessa atividade sobre outros produtores

Lisboa, 16 de novembro de 2015

António José Marques Soares R. L. Soares

NOTA SUMÁRIA

FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL NAS REGIÕES AUTÓNOMAS INTERPRETAÇÃO DO ARTIGO 12.º DO DECRETO-LEI N.º 138-A/2010, DE 28 DE DEZEMBRO, ENTRETANTO ALTERADO PELO DECRETO-LEI N.º 172/2014, DE 14 DE NOVEMBRO

I – Enquadramento e questão colocada

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, foi recentemente alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da referida tarifa social a clientes finais considerados economicamente vulneráveis.

A alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 não incidiu sobre o respetivo artigo 12.º, sob a epígrafe «Aplicação às Regiões Autónomas», cujo texto é o seguinte:

«Artigo 12.º

Aplicação às Regiões Autónomas

1 – O desconto previsto no artigo 3.º aplica-se às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE, nos termos do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 16 de fevereiro, e do regulamento tarifário, sem prejuízo dos atos e dos procedimentos necessários à sua execução competirem às

entidades das respetivas administrações regionais com atribuições e competências nas matérias em causa.

2 – O regime de financiamento da tarifa social estabelecido pelo presente decreto-lei não se aplica aos produtores de eletricidade das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.»

Não obstante, foram recentemente suscitadas dúvidas sobre a correta interpretação da disposição transcrita, cabendo à ERSE clarificar sobre quem recai o financiamento da tarifa social a aplicar aos consumidores vulneráveis das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que o artigo 12.º, n.º 2, isenta os produtores de eletricidade daquelas Regiões.

II – O financiamento da tarifa social nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Em face da dúvida interpretativa exposta, parece-nos ser apenas admissível o entendimento segundo o qual, atendendo à falta de disposição expressa que determine que os custos da aplicação da tarifa social nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são suportados pelos produtores de eletricidade do continente, os mesmos custos são considerados no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE, aliás nos termos previstos no n.º 1 do citado artigo 12.º. Tal interpretação afigura-se-nos ser a única correta, quer à luz do elemento literal da disposição em causa, quer considerando também o elemento teleológico.

De acordo com este entendimento, quando o artigo 12.º, n.º 1, consigna que o desconto previsto no artigo 3.º do diploma se aplica às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira,

VIII
p. 5

«no âmbito da convergência tarifária a aplicar pela ERSE...» isso pode apenas significar que os custos desse desconto são considerados custos com a convergência tarifária e, conseqüentemente, levados à tarifa de Uso Global de Sistema, a ser suportada pelos consumidores do continente, nos termos gerais previstos no Regulamento Tarifário da ERSE.

Esta interpretação sustenta-se nos seguintes argumentos:

- (i) Não existe qualquer outra justificação plausível para incluir a referência à convergência tarifária contida no artigo 12.º, n.º 1, que não seja no âmbito do financiamento do custo da tarifa social.*
- (ii) Por outro lado, a interpretação acima mencionada do n.º 1 do artigo 12.º é coerente com o princípio de uniformidade tarifária previsto no artigo 61.º, n.º 1, alínea b), do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.*
- (iii) Só a consideração dos custos da tarifa social nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no âmbito da convergência tarifária justifica a exclusão dos produtores de eletricidade regionais do regime de financiamento da tarifa social previsto no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro. Com efeito, ainda que se compreenda uma ideia de solidariedade entre os consumidores no continente e nas regiões autónomas, subjacente à própria ideia de convergência tarifária, essa ideia não existe em relação aos produtores. Aliás, nada poderia justificar que os produtores de eletricidade do continente tivessem que arcar com os custos da tarifa social nas regiões autónomas, quando é certo que os produtores regionais não suportam esses mesmos custos nos termos previstos no n.º 2 do citado artigo 12.º. Caso contrário, pôr-se-ia em causa não só a igualdade entre os produtores, como até*

a própria ideia de que está em causa uma atividade económica que cada operador escolhe livremente exercer sem projetar os custos dessa atividade sobre outros produtores.

Em sentido contrário à interpretação adotada seria possível sustentar que a mesma tornaria desnecessário o regime do n.º 2 do artigo 12.º. Com efeito, se os custos da tarifa social são considerados no âmbito da convergência tarifária, qual a necessidade de se prever expressamente que os produtores das regiões autónomas estão excluídos do regime de financiamento genericamente previsto no artigo 4.º do regime da tarifa social?

A questão inverte, no entanto, os termos do problema: precisamente porque decidiu excluir os produtores das regiões do financiamento da tarifa social é que o legislador sentiu a necessidade de prever logo no n.º 1 do artigo 12.º que o desconto em causa se aplica às regiões autónomas no âmbito da convergência tarifária. A não ser assim, bastaria ao legislador dizer apenas no n.º 1 do artigo 12.º que o desconto é aplicável nas regiões autónomas e dizer, depois, n.º 2.º, que os produtores regionais estão excluídos do financiamento da medida. Em tal caso, ninguém poderia duvidar que o financiamento da tarifa social caberia apenas aos produtores continentais. Só que este regime implicaria, como referido, uma discriminação inaceitável entre produtores regionais e continentais. Deste modo, é perfeitamente coerente sustentar que a tarifa social se aplica nas regiões autónomas no âmbito da convergência tarifária e depois excluir, por essa razão, os produtores regionais do seu financiamento.

Dito de outro modo, o legislador só pode excluir os produtores regionais do financiamento da tarifa social porque considera os respetivos custos no âmbito da convergência tarifária. O n.º 1 do artigo 12.º justifica o regime previsto no n.º 2 do mesmo artigo, e permite que esse mesmo regime não conduza a um tratamento discriminatório dos produtores de eletricidade continentais, inadmissível à luz do princípio da igualdade.

III – Considerações finais

Em face do exposto, conclui-se que a única interpretação possível do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, é aquela segunda a qual os custos da aplicação da tarifa social nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem ser considerados no âmbito da convergência tarifária, sendo incluídos, em tal âmbito, na tarifa de Uso Global de Sistema, nos termos gerais previstos nos artigos 28.º, n.º 7, 97.º e seguintes e ainda 104.º e seguintes do Regulamento Tarifário da ERSE.

Tal interpretação é a única que confere sentido à referência à convergência tarifária, constante do n.º 1 do artigo 12.º em causa, sendo também imposta pela interpretação conforme à Constituição da exclusão dos produtores de eletricidade das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, resultante do n.º 2 do mesmo artigo 12.º, que de outro modo se afiguraria claramente contrária ao princípio da igualdade.

Lisboa, 18 de dezembro de 2014

Miguel Nogueira de Brito

Morais Leitão, Galvão Teles, Soares da Silva & Associados

Sociedade de Advogados, R.L.

Anexo IX

Assunto: Voto do representante das entidades concessionárias de distribuição em baixa tensão (BT)

De: Luis Ferreira

Data: Hoje, 12:12:06 WET

Para: Maria Portugal, Manuela Moniz

Bom dia

Voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016", com exceção do ponto IC-8, com declaração de voto a entregar presencialmente.

Cumprimentos

Luis Marcelino Ferreira

Anexo X

Assunto: Voto do representante da Entidade Concessionária da Rede Nacional de Distribuição - EDP Distribuição.

De: Joaquim Correia Teixeira

Data: Hoje, 12:00:28 WET

Para: Maria Portugal

Cc: Manuela Moniz

Bom dia

Voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016", com exceção do ponto IC-8, com declaração de voto a entregar presencialmente.

Cumprimentos.

Joaquim Correia Teixeira



VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira **vota favoravelmente** a generalidade do parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, que incide sobre as “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”, com a exceção do seguinte ponto, em conformidade com declaração de voto anexa:

- **“ABSTEM-SE” no ponto:**
 - II E – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

ERSE – Conselho Tarifário, 13 de Novembro de 2015

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira

(Nuno Gomes)



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, que incide sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifestou o seu voto de “ABSTENÇÃO” no ponto “II E – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO”.

Não obstante, a DECO revê-se na posição do Conselho Tarifário, concordando que a ERSE deve justificar e apresentar a devida fundamentação para as suas decisões regulatórias que apresenta na proposta, não pode deixar de manifestar o seu desacordo relativamente à forma como a questão é abordada no parecer.

A DECO não se revê na forma como a questão se encontra plasmada no parecer, no qual se subentende, que o único motivo e preocupação subjacente em pedir tal justificação à ERSE está relacionada com o equilíbrio económico-financeiro do Comercializador de Último Recurso. Do mesmo modo, a DECO não se revê no ponto 3, onde se refere que nos documentos da proposta não se encontra qualquer justificação para a opção tomada pela ERSE. A ERSE aborda a questão no documento de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2016 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, onde refere claramente que “Pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma é analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável”, de onde se pode concluir que a ERSE analisou a questão e considerou que não se justificava a inclusão de qualquer valor nesta rubrica de custos.

No documento de “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”, a ERSE, relativamente à componente em questão, refere que, “Esta componente, no ano de 2015 em particular, corresponde a uma margem que visa a reposição das necessidades financeiras da empresa, já existente no período regulatório anterior,...”, o que revela o carácter pontual desta componente.

A DECO não pode concordar com considerações que questionem se uma decisão do regulador, descurando umas das suas obrigações, prejudica o equilíbrio económico-financeiro de uma empresa regulada. De facto, no processo de elaboração dos documentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016”, a ERSE têm em consideração o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

ERSE – Conselho Tarifário, 13 de Novembro de 2015

O Representante dos Consumidores da Região Autónoma da Madeira



(Nuno Gomes)

Declaração de voto da Direção-Geral do Consumidor

Declaração de voto da representante da Direção Geral do Consumidor - DGC ao parecer do Conselho Tarifário sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços para 2016.

Voto favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário, com exceção do ponto:

II E – da Especialidade que voto **contra** por concordar com a opção do regulador.

Lisboa, 16 de Novembro de 2015

Patrícia Cruz Gomes

Patrícia Cruz Gomes



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 2016"

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte **vota favoravelmente e na globalidade** o Parecer sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016", exceto ao ponto **I C - 8 ao qual vota contra** conforme declaração de voto conjunta dos representantes da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), da entidade concessionária Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT), do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente, das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma dos Açores e das empresas do sistema eléctrico da Região Autónoma da Madeira.

Lisboa, 16 de novembro de 2015

Paula Alexandra Reis Soares Almeida

Representante da Entidade Concessionária da RNT de eletricidade



ANEXO XIV

Declaração de voto do representante da EEM ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016"

O representante da EEM vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016". Não obstante, vota contra o ponto I C – 8 do Parecer, nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes das empresas reguladas.

Funchal, 16 de novembro de 2015

Rui Miguel Aveiro Vieira

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.)

ANEXO XV
F. 1



A DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota favoravelmente, e na generalidade, o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016", manifestando a sua abstenção quanto ao ponto específico "II E - CUR - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO"

Lisboa, 13 de Novembro de 2015

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção elétrica



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico - incide sobre a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016” apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A DECO manifestou o seu voto de “ABSTENÇÃO” no ponto “II E – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO”.

Não obstante a DECO rever-se na posição do Conselho Tarifário, concordando que a ERSE deve justificar e apresentar a devida fundamentação para as decisões regulatórias que apresenta na proposta, não concorda com a forma como a questão se encontra plasmada no parecer, no qual se subentende que o único motivo e preocupação subjacente em pedir tal justificação à ERSE está relacionada com o equilíbrio económico-financeiro do Comercializador de Último Recurso. Do mesmo modo, a DECO não se revê no ponto 3, onde se refere que nos documentos da proposta não se encontra qualquer justificação para a opção tomada pelo regulador. A ERSE aborda a questão no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2016 das Empresas

Reguladas do Setor Elétrico”, onde refere claramente que “(...) pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma é analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável”, podendo-se concluir que a ERSE analisou a questão e considerou que não se justificava a inclusão de qualquer valor nesta rubrica de custos.

No documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”, a ERSE, relativamente à componente em questão, refere que, “(...) esta componente, no ano de 2015 em particular, corresponde a uma margem que visa a reposição das necessidades financeiras da empresa, já existente no período regulatório anterior (...)”, o que revela o carácter pontual desta componente.

ERSE – Conselho Tarifário, 13 de Novembro de 2015

Vitor Manuel Figueiredo Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE/Secção elétrica

ANEXO XVI

Exma. Senhora

Presidente do CT/ERSE
Dra. Maria Cristina Portugal

Eduardo Jorge Glória Quinta Nova, representante da UGC-União Geral de Consumidores no CT/ERSE, vem por este meio transmitir a V. Exa. que vota favoravelmente todo o Parecer sobre "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016*".

Com os melhores cumprimentos,

O representante da UGC

ANEXO IV

**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2015 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017”**

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2015, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de novembro de 2015.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2015 as tarifas e preços de energia elétrica para 2016.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

IA – COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicados e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado informação sobre as variações das únicas tarifas de venda a clientes finais que publica, as do comercializador de último recurso. Assim, tem-se considerado relevante fornecer informação, quer das variações tarifárias das tarifas transitórias de venda a clientes finais, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais, quer do conjunto total dos clientes do comercializador de último recurso.

A ERSE não ignora que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores, dada a crescente relevância no mercado liberalizado, mas receia que a comunicação das variações das tarifas de acesso às redes induza em erro os consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar, uma vez que a sua fatura final depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado.

Todavia, reconhecendo-se a pertinência dos comentários do CT procurar-se-á nos exercícios futuros de tarifas repensar as variações tarifárias a comunicar. Quanto ao exercício presente considera-se que as alterações ao comunicado devem ser minimizadas, sobre pena de se considerar que a decisão tem

alterações significativas quando comparada com a proposta submetida ao CT em outubro, o que não é o caso.

Por último, importa referir que na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

O CT sublinha também a omissão, no comunicado, de referências às TVCF nas Regiões Autónomas. As variações apresentadas no comunicado são variações médias em Portugal, incluindo Portugal continental e as Regiões Autónomas.

I B – APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA

O CA da ERSE toma boa nota do comentário efetuado pelo CT. Refira-se que a ERSE tem feito um esforço no sentido de apresentar de forma clara e transparente os documentos de divulgação das tarifas e preços para cada ano. Neste sentido, recentemente, a informação relativa ao cálculo dos proveitos permitidos e dos ajustamentos foi englobada num único documento visando facilitar a sua leitura e análise. Contudo, face à complexidade e dimensão da informação em que assenta o cálculo de proveitos e das tarifas, nem sempre é possível evidenciar todos os conteúdos, sob pena de tornar os documentos ainda mais extensos e complexos. Assim, a ERSE continuará a envidar esforços para tornar os documentos mais acessíveis sem, no entanto, perderem o conteúdo informativo e a transparência necessária à divulgação de toda a informação essencial ao processo de cálculo tarifário.

I C – DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

A ERSE acompanha, naturalmente, os aspetos associados à sustentabilidade de médio e longo prazo do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária. Contudo, a ERSE não assumiu ou fixou qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado que tal objetivo engloba matérias e decisões que estão fora das competências do regulador, designadamente as referentes a custos de interesse económico geral (CIEG). Ainda assim importa assinalar que, atendendo à monitorização da evolução da dívida tarifária, se preveja que a tendência de crescimento observada desde 2012 se inverta em 2016.

A ERSE remete uma eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN para o Governo, por ser uma matéria que até à presente data foi tratada num contexto de adequação da política energética, designadamente durante o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014.

II ESPECIALIDADE

II A – ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2016

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes.

O CT no seu parecer à proposta de tarifas e preços para a energia elétrica em 2015 chamou a atenção para a importância de serem revistos os custos incrementais da rede de transporte. Em 2015 desenvolveram-se estudos no sentido de analisar a adequabilidade da estrutura tarifária vigente, tendo os resultados preliminares sido submetidos ao CT em conjunto com a proposta de tarifas para 2016, com o objetivo de garantir uma discussão transparente e fundamentada no futuro sobre esta matéria, em linha com o que tem vindo a ser solicitado pelo CT.

A ERSE irá prosseguir os estudos desenvolvidos procurando robustecer a análise efetuada, nomeadamente através da consideração de uma série de investimentos mais longa, de uma discussão mais aprofundada sobre a imputação dos investimentos ao consumo e sobre a imputação destes investimentos a troços comuns e troços periférico. Para tal a colaboração e participação do operador da rede de transporte na discussão dos pressupostos e na recolha de séries de investimento mais longas é de fundamental importância.

II B – TARIFAS DE ACESSO

A preocupação já anteriormente demonstrada pelo CT relativa ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema tem sido partilhada pelo CA da ERSE. Com o incremento da relevância destes custos no conjunto dos custos refletidos nas tarifas, o CA da ERSE procurou sensibilizar os diferentes agentes para os condicionamentos, a curto e médio prazo, dessa evolução nas tarifas de energia elétrica. Acresce que pela natureza destes custos, os seus impactes na evolução tarifária têm sido mais evidentes num cenário de retração da procura, como o que se tem verificado nos últimos anos.

A mitigação destes custos poderá, em conjunto com uma recuperação da procura de energia elétrica, permitir que a recuperação da dívida tarifária seja efetuada sem um aumento substancial das tarifas de acesso às redes. Neste sentido, o CA da ERSE tem manifestado e continuará a manifestar o seu apoio a todas as medidas desenvolvidas no sentido de mitigar ou diminuir a evolução destes custos que, na sua generalidade, não integram as áreas de competências regulatórias.

II C – TARIFAS DINÂMICAS

O CT tem identificado a estrutura tarifária como um dos desafios que se coloca à regulação, tendo referido, entre outros, as tarifas dinâmicas. Este é um desafio que a ERSE abraçou, tendo incluído no Regulamento Tarifário uma disposição que prevê que a EDP Distribuição, a EDA e a EEM submetam à ERSE Planos para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas.

Trata-se de uma matéria complexa que implica a identificação de custos e benefícios associados à implementação de novas estruturas tarifárias, assim como o envolvimento e participação dos agentes do setor, nomeadamente do operador da rede de transporte, dos comercializadores, das empresas de serviços de energia e das associações de consumidores.

A EDA, a EEM e a EDP Distribuição solicitaram à ERSE o alargamento do prazo para a apresentação dos Planos de implementação e para o desenvolvimento dos projetos piloto. Tomando em consideração as razões apresentadas, assim como o benefício que resulta para os consumidores de energia elétrica, de uma discussão aprofundada, a ERSE decidiu prorrogar o prazo para a entrega dos Planos de implementação dos projetos piloto, de 31 de Outubro de 2015 para 30 de Junho de 2016.

Considerando que a participação dos vários interessados neste projeto se reveste de particular interesse para o sucesso do mesmo, importa vir a realizar um seminário de discussão e reflexão ainda durante a fase de elaboração do plano pelas várias empresas, de modo a nele integrar as várias perspetivas dos diversos interessados. Prevê-se que este seminário venha a ocorrer durante o primeiro trimestre de 2016.

Após a apresentação dos planos e sua aprovação pela ERSE iniciar-se-á a fase de implementação que se prolongará até 2017. Por último, importa destacar todo o empenho e trabalho já desenvolvido pelos operadores de redes sobre esta matéria.

II D – TARIFAS TRANSITÓRIAS

As tarifas transitórias, fixadas pela ERSE, são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de Outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações.

O CT manifesta a sua preocupação pelo facto da parcela ($Te'_{i,p-1} - Ce_p$) poder dar sinal contrário ao objetivo subjacente à sua definição, recomendando um acompanhamento próximo da incidência do fator de agravamento.

Quanto a esta matéria, a Portaria n.º 108-A/2015, de 14 abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, estabelece no n.º 2 do artigo 2.º que a ERSE deve informar o membro do Governo responsável pela área da energia, até ao início do último mês do período p em curso, dos valores estimados para as diferentes componentes da tarifa transitória de venda a clientes finais para o período seguinte, que permitam a determinação do fator de agravamento para esse período.

O artigo 2.º-A da referida Portaria veio estabelecer regras de funcionamento automático do mecanismo de agravamento, destinadas à ERSE, para a definição do parâmetro $Y_{i,p}$, na ausência de publicação pelo Governo do referido parâmetro, nos seguintes termos:

- Permitir que a ERSE defina o parâmetro $Y_{i,p}$, assegurando que o fator de agravamento não seja negativo (n.º 2, do artigo 2.º-A);
- Permitir a manutenção dos preços das tarifas transitórias em vigor, nas situações em que não existam factos que justifiquem a sua alteração, assumindo $Y_{i,p}$ um valor nulo (n.º 3, do artigo 2.º-A);
- Impedir que a não publicação do referido parâmetro, tanto pelo Governo como pela ERSE, resulte num fator de agravamento negativo, precavendo assim as situações de tarifa de energia implícita nas tarifas transitórias de venda a clientes finais inferiores ao custo de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso grossista (n.º 4, do artigo 2.º-A).

II E – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

O processo de redução da atividade de comercialização de último recurso é um desafio importante para a EDP SU, obrigando-a a reorganizar a sua estrutura de custos de modo a fazer face à saída dos clientes para o mercado. Da mesma forma, o exercício regulatório em contexto de atividades sujeitas a redução acentuada da sua atividade revela-se um desafio para a ERSE, tendo que ser equacionados vários vetores, nomeadamente, i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a adaptação das metas regulatórias ao contexto prospetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

Neste quadro, o CA da ERSE teve em linha de conta o Parecer do Conselho Tarifário, pelo que foi introduzida uma componente de custos não controláveis nos proveitos permitidos da EDP SU para Tarifas 2016.

II F – TARIFA SOCIAL

O CT solicita que a ERSE explicita e justifique o cálculo dos montantes da tarifa social suportados pelos produtores em regime ordinário, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. Face a esta solicitação foi incluída no ponto 4.10 do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016”, relativo à tarifa social, a referida informação. No quadro seguinte apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2016 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos produtores em regime ordinário.

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	500 000	30 476
RA Açores	10 311	666
RA Madeira	11 702	873

Face ao valor elevado do ajustamento provisório de t-1 o CT constata que os índices de penetração da tarifa social são ainda pouco expressivos, questionando a correta implementação, divulgação e alcance da tarifa social.

Sobre esta matéria importa referir que o número de consumidores com tarifa social aumentou significativamente em 2015. A ERSE elabora um relatório semestral sobre o universo de clientes finais que beneficiam da tarifa social, dirigido ao membro do Governo responsável pela área da energia. Conforme a informação enviada pela ERSE em novembro de 2015, o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social ascendia, no final do terceiro trimestre de 2015 a cerca de 85 mil clientes.

	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015	Varição trimestral T3_15/T4_14		Varição trimestral T3_15/T2_15	
Mercado Regulado	28253	24951	23066	21747	-6506	-23%	-1319	-6%
Mercado Livre	17458	23700	37037	62959	45501	261%	25922	70%
Total	45711	48651	60103	84707	38996	85,3%	24604	41%

Com base no relatório referido anteriormente, os membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia podem alterar os critérios para determinação da fórmula de cálculo do rendimento anual máximo, através de portaria conjunta. Em alternativa, a ERSE aplica uma atualização automática³⁷ do valor do rendimento anual máximo.

O valor do rendimento anual máximo foi inicialmente definido em 4 800 €³⁸, tendo a ERSE procedido à sua atualização em 1 de agosto de 2015. Uma vez que o número de beneficiários da tarifa social de eletricidade

³⁷ Segundo o n.º 9 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 republicado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014.

³⁸ Decreto-Lei n.º 172/2014.

(cerca de 85 mil) se encontra, no final do terceiro trimestre, abaixo do objetivo estipulado em 500 mil titulares de contratos de fornecimento de energia elétrica, a ERSE procedeu novamente à atualização automática em 10% do limiar do Rendimento Anual Máximo, que passará a ser de 5 808 euros/ano a partir de 1 de janeiro de 2016. Neste contexto, prevê-se que o n.º de clientes com tarifa social continue a crescer.

No que concerne as medidas de informação/divulgação sobre a tarifa social, durante o ano transato decorreram campanhas de informação/divulgação sobre a tarifa social, nomeadamente pela Direção Geral de Energia e Geologia. A ERSE tem procurado celebrar protocolos e desenvolver ações de formação e informação junto de associações de consumidores, que incluem a divulgação de informação sobre a tarifa social. A ERSE está naturalmente disponível para, no âmbito das suas competências, prestar toda a colaboração necessária às entidades competentes, no sentido de melhorar o funcionamento da tarifa social.